

Perturbações Provocadas por Produtores em Regime Especial na Rede de Distribuição de Energia Elétrica

Trabalho de Projeto apresentado para a obtenção do grau de Mestre em
Automação e Comunicações em Sistemas de Energia

Autor
Rui Celso Rodrigues Serra

Orientadores
Doutor Carlos Ferreira
Doutor Adelino Pereira
Instituto Superior de Engenharia de Coimbra

Coimbra, Dezembro de 2012

AGRADECIMENTOS

O envolvimento de determinadas pessoas ao longo da elaboração deste projeto foi de extrema relevância, pelo que lhes estou muito grato.

Começo então por agradecer aos meus orientadores, Doutor Carlos Ferreira e Doutor Adelino Pereira pela sua inteira disponibilidade e esclarecimentos prestados.

Agradeço aos Eng^o Pedro Terras Marques, Eng^o Fernando Silva, Eng^o José Pascoal, Eng^o Luis Oliveira, Eng^a Ana Carina Moraes, Eng^o Tiago Soares e Eng^o José Henrique Silva pela sua compreensão e colaboração prestada.

Agradeço aos meus colegas de curso, José Jacinto, Nuno Fernandes e Valter Santos pela sua preocupação e colaboração.

Agradeço aos meus familiares e amigos que muitas vezes estiveram sem a minha companhia, pelo seu apoio e compreensão.

A todos, o meu obrigado.

RESUMO

Face ao contexto atual no que diz respeito a problemas ambientais, foi identificada a necessidade de recorrer a fontes de energia renováveis para a produção de energia elétrica, sendo que tem vindo a verificar-se que a complexidade das redes de distribuição tem vindo a aumentar nas últimas décadas. Tem havido um aumento significativo de Produtores em Regime Especial (PRE) interligados às redes de distribuição, sendo de referir que na maioria dos casos trata-se de Parques Eólicos.

No entanto, na presença dos Produtores em Regime Especial (PRE) a gestão das redes de distribuição aumentou o grau de complexidade, sendo que deixou de haver uma previsão de trânsito de potências, visto que pode haver um elevado número de Produtores em Regime Especial (PRE) interligados à mesma rede, sendo muito difícil prever quais os que vão produzir, qual o período e qual será o regime de produção.

Para além da gestão há a questão das perturbações que os Produtores em Regime Especial (PRE) provocam nas redes de distribuição que afetam os consumidores e os outros produtores que se encontram interligados na mesma rede.

Neste projeto será feita uma abordagem à constituição das redes de distribuição e à forma como podem ser exploradas. Será feita também uma abordagem aos requisitos necessários para as interligações dos Produtores em Regime Especial (PRE) na rede elétrica.

Será feita a análise à modelização de redes de distribuição na presença de várias interligações a Produtores em Regime Especial (PRE), sendo que o software escolhido para efetuar as simulações será o DPlan.

Os resultados obtidos serão analisados, sendo de referir a avaliação do impacto em termos económicos e a procura de soluções face à severidade das perturbações. Essas soluções poderão passar pela alteração da topologia da rede em função do regime de produção ou pela alteração do ponto de interligação dos Produtores em Regime Especial (PRE).

Palavras chave: Rede de Distribuição, Produtores em Regime Especial, Variações de Tensão, Dplan.

ABSTRACT

Given the current context with regard to environmental issues, we identified the need for renewable energy sources to produce electricity, and has come to be seen that the complexity of distribution networks has been increasing in decades. There has been a significant increase in Special Regime Producers (PRE) connected to the distribution networks, and noted that in most cases this is wind farms.

However, in the presence of the Special Regime Producers (PRE) management of distribution networks increased the degree of complexity, and there is no longer a prediction power flow, since there may be a large number of Special Regime Producers (PRE) connected to the same network and it is very difficult to predict which ones will produce, what period and what is the mode of production.

In addition there is the issue of the management of disturbances that Special Regime Producers (PRE) cause in the distribution networks that affect consumers and other producers that are interconnected on the same network.

In this project an approach to the establishment of distribution networks and how they can be exploited will be made. An approach to requirements for the interconnection of the Special Regime Producers (PRE) in the distribution networks will also be taken.

Analysis will be made to the modeling of distribution networks in the presence of various interconnections Special Regime Producers (PRE), and the software chosen to perform the simulations will be DPlan.

The results will be analyzed, to mention the impact assessment in economic terms and the search for solutions given the severity of the disturbance. These solutions could imply the change of network topology depending on the production system or by changing the point of interconnection of the Special Regime (PRE).

Keywords: Distribution Network, Special Regime Producers, Voltage Fluctuations, Dplan.

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO.....	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
ABREVIATURAS	XV
1 INTRODUÇÃO	1
2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	3
2.1 Produção em Regime Especial	3
2.1.1 Setor Eólico.....	6
2.1.2 Evolução do Licenciamento de renováveis e perspetivas para o futuro	6
2.2 Rede de distribuição	8
2.2.1 Redes aéreas	8
2.2.2 Defeitos em redes aéreas	9
2.2.2.1 Defeitos auto-extintores	9
2.2.2.2 Defeitos fugitivos	9
2.2.2.3 Defeitos semi-permanentes	9
2.2.2.4 Defeitos permanentes	9
2.2.3 Redes subterrâneas	11
2.2.3.1 Defeitos em redes subterrâneas.....	11
2.2.4 Equipamentos associados à detecção de defeitos na rede de distribuição	11
2.2.4.1 Detecção de defeitos em redes subterrâneas	11
2.2.4.2 Detecção de defeitos em redes aéreas	12
2.2.5 Caracterização da rede de distribuição	12
2.2.5.1 Linhas de alta tensão	12
2.2.5.2 Linhas de média tensão	12
2.2.5.3 Subestações	13
2.2.5.4 Postos de transformação	13
2.2.5.5 Redes de baixa tensão	13
2.2.6 Características de equipamentos na rede de distribuição	13
2.2.6.1 Descarregador de Sobretensão Transitória	13
2.2.6.1.1 Características Técnicas dos Descarregadores de Sobretensão	14
2.2.6.1.2 Valor de uma Sobretensão Induzida sobre uma linha aérea	16
2.2.6.2 Transformadores de Medida	18
2.2.6.2.1 Transformadores de corrente ou intensidade	19
2.2.6.2.2 Transformadores de Tensão	23
2.2.6.2.3 Inovação em Transformadores de Medida	26
2.2.6.3 Transformadores de Potência.....	27
2.2.6.3.1 Princípio de funcionamento	28
2.2.6.3.2 Valores nominais.....	29
2.2.6.3.3 Funcionamento em vazio	30
2.2.6.3.4 Funcionamento em curto-circuito	30
2.2.6.3.5 Queda de tensão	31
2.2.6.3.6 Transformador trifásico	32
2.2.6.3.7 Transformador de três enrolamentos.....	33

2.2.6.3.8	Regulação de tensão em carga.....	34
2.2.6.3.9	Proteção de transformadores	34
2.2.6.3.10	Designações	35
2.2.6.3.11	Sequência de fases.....	35
2.2.6.3.12	Índice horário.....	36
2.2.6.3.13	Classificação dos transformadores trifásicos por Grupos	37
2.2.6.3.14	Concordância de fases	38
2.2.6.3.15	Paralelo de transformadores trifásicos	38
2.2.6.3.16	Paralelos na rede	39
2.2.6.3.17	Utilização e aspetos construtivos.....	40
2.2.7	Cartas de rede.....	40
2.2.8	Telecomando da rede MT.....	42
2.2.9	Proteções e automatismos	42
2.2.9.1	Sistemas de Proteção implementados nas Subestações	42
2.2.9.1.1	Funções de Proteções Instaladas por Pannel	43
2.2.9.1.2	Coordenação de Proteções	52
2.2.10	Sistemas de Automatismos.....	55
2.2.10.1	Automatismos usados nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica	55
2.2.10.1.1	Equipamentos que Implementam as Funções de Automatismo	56
2.2.10.2	Funcionamento dos Equipamentos Existentes na Rede de MT	65
2.3	Conclusões	70
3	LIGAÇÃO DE PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL À REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	71
3.1	Licenciamento e ligação à rede.....	71
3.1.1	Licenciamento das Instalações de Produção	71
3.1.2	Ligação à Rede	71
3.1.2.1	Infraestruturas de ligação à Rede	71
3.1.2.2	Interface das Instalações de Produção com a RESP	71
3.1.2.3	Sistemas de proteção de interligação	71
3.1.2.4	Sistemas de contagem de energia	72
3.1.2.5	Elementos de projeto da instalação de produção	72
3.1.2.6	Condições específicas de ligação da Instalação de Produção à RESP	72
3.1.3	Condições técnicas de ligação	73
3.1.3.1	Ensaio de funcionamento.....	74
3.1.3.2	Ligação de consumidores à RNT.....	74
3.1.3.3	Ligação de instalações de produção à RNT	74
3.1.3.4	Ligação de instalações de produção eólicas à RNT	76
3.1.3.5	Limitação da potência injetada	79
3.1.4	Energia reativa	79
3.1.5	Proteções de Interligação de PRE	79
3.2	Conclusões	80
4	IMPACTOS PREVISÍVEIS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	81
4.1	Frequência.....	81
4.1.1	Norma NP EN 50160:2001	81
4.1.2	Variações da frequência	81
4.1.3	Causas que as originam	81
4.1.4	Efeitos que produzem.....	82
4.1.5	Mitigação dos efeitos	83
4.1.6	Controlo de Frequência	83

4.2	Amplitude da tensão	85
4.2.1	Norma NP EN 50160:2001.....	85
4.2.2	Variações lentas de tensão.....	85
4.2.3	Causas das variações lentas de tensão.....	85
4.2.4	Avaliação da variação da tensão $\varepsilon(\%)$	86
4.2.5	Limites para amplitudes de variação rápida de tensão	87
4.2.6	Controlo de Tensão	88
4.2.7	Potência instalada e potência injetada	88
4.3	Flicker	89
4.3.1	Norma NP EN 50160:2001.....	89
4.3.2	Impacto de PRE a nível de flicker	89
4.3.3	Indicadores de impacto a nível de flicker	89
4.4	Distorção harmónica.....	91
4.4.1	Norma NP EN 50160:2001.....	91
4.4.2	Emissão de harmónicos por equipamento alimentado em MT ou AT	92
4.4.3	Consequências em condutores	94
4.4.3.1	Perdas por efeito de Joule	94
4.4.3.2	Perdas por efeito pelicular e efeito de proximidade	94
4.5	Congestionamentos.....	95
4.5.1	Avaliação de congestionamentos.....	95
4.5.1.1	Cenários de exploração a considerar nos congestionamentos.....	95
4.5.1.1.1	Rede de transporte	95
4.5.1.1.2	Redes de sub-transmissão e redes de distribuição	95
4.6	Conclusões.....	96
5	FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA O ESTUDO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	97
5.1	Introdução.....	97
5.2	Análise de Redes em DPlan.....	98
5.3	Funcionalidades de Apoio à Decisão	100
5.4	Símbolos.....	101
6	CASOS DE ESTUDO	103
6.1	Rede de distribuição	105
6.1.1	Nós relevantes.....	105
6.1.2	Produtores em Regime Especial.....	106
6.1.2.1	Caraterização dos painéis da Subestação A.....	106
6.1.3	Simulações.....	108
6.1.3.1	Alternativa A	108
6.1.3.1.1	Cargas registadas no mês de Dezembro	108
6.1.3.2	Alternativa B	108
6.1.4	Análise de dados.....	109
6.1.4.1	Consumo máximo (ponta)	113
6.1.4.2	Consumo médio.....	118
6.1.4.3	Consumo mínimo.....	121
6.1.5	Identificação de problemas	123
6.1.6	Mitigação das variações de tensão	123

7	CONCLUSÕES	125
7.1	Propostas de trabalhos futuros	125
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh) [2]	4
Figura 2 - Evolução do peso da produção das energias renováveis na produção bruta + saldo importador [2]	4
Figura 3 - Produção de energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis - Ano Móvel (GWh) [2]	5
Figura 4 - Produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis por distrito em 2011 (GWh) [2]	5
Figura 5 - Evolução da potência instalada em Portugal Continental (MW) [2]	6
Figura 6 - Evolução da produção eólica em Portugal Continental (GWh) [2]	6
Figura 7 - Evolução da potência licenciada, excluindo a grande hídrica (MW) [2]	7
Figura 8 - Evolução acumulada da potência licenciada (MW) [2]	7
Figura 9 - Potência licenciada por distrito (MW) [2]	8
Figura 10 - Instalação sem DST	15
Figura 11 - Instalação com DST	16
Figura 12 - Esquema de montagem de DST em PT aéreos [3]	18
Figura 13 - Transformador de Corrente de Baixa Tensão [4]	21
Figura 14 - Transformador de Corrente de Média Tensão [4]	22
Figura 15 - Transformador de Corrente de Alta Tensão [4]	22
Figura 16 - Transformador de Tensão de Média Tensão (Interior) [4]	24
Figura 17 - Transformador de Tensão de Média Tensão (Exterior) [4]	25
Figura 18 - Transformador de Tensão de Alta Tensão [4]	25
Figura 19 - Transformador de Medida com sensores óticos [5]	26
Figura 20 - Transformador monofásico [6]	28
Figura 21 - Esquema equivalente de um transformador monofásico [6]	28
Figura 22 - Esquema equivalente do transformador em curto-circuito [6]	30
Figura 23 - Diagrama vetorial simplificado do transformador [6]	32
Figura 24 - Transformador trifásico [6]	32
Figura 25 - Transformador de três enrolamentos [6]	33
Figura 26 - Sequência de fases [6]	36
Figura 27 - Ligações de um transformador [6]	36
Figura 28 - Transformador com índice horário 5 [6]	37
Figura 29 - Carta de rede de uma linha MT dedicada a um PRE	40
Figura 30 - Carta de rede de uma linha MT com alimentação de PT e ligação a 2 PRE	41
Figura 31 - Painel de Linha MT	43
Figura 32 - Barramento de MT	46
Figura 33 - Bateria de Condensadores	48
Figura 34 - Transformador de Potência	49
Figura 35 - Barramento de AT	50
Figura 36 - Linhas AT	51
Figura 37 - Característica de arranque da REL 511	53
Figura 38 - Escalões das proteções	54
Figura 39 - Função Religação	58
Figura 40 - OCR1, sem poder de fecho sobre um defeito	67
Figura 41 - OCR2, com poder de fecho sobre um defeito	67
Figura 42 - OCR3, com poder de fecho sobre um defeito e protecção associada	68
Figura 43 - DAR	69
Figura 44 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações	77
Figura 45 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações	77

Figura 46 - Trânsito de potência na interligação com e sem controlo automático de produção [9].....	84
Figura 47 - Esquema equivalente de um sistema de distribuição	85
Figura 48 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão	87
Figura 49 - Efeito pelicular [12]	94
Figura 50 - Variação da resistência em função dos harmónicos e da secção dos condutores [12]	95
Figura 51 - Rede de distribuição [13]	103
Figura 52 - Localização de PT e PRE [13]	104
Figura 53 - Localização de SE e PRE [13]	105
Figura 54 - Sinótico da Subestação A.....	106
Figura 55 - Rede de distribuição associada à Subestação A [13].....	107
Figura 56 - Custo de perdas [13]	111
Figura 57 - Trânsito de Potência [13]	112
Figura 58 – Subestação A (Alternativa A, na situação de maior consumo) [13]	114
Figura 59 - Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A (Alternativa A, na situação de maior consumo) [13].....	115
Figura 60 - Subestação A (Alternativa B, na situação de maior consumo) [13].....	117
Figura 61 - Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A (Alternativa A, na situação de consumo médio) [13]	119

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Regimes de funcionamento de Paineis MT.....	45
Tabela 2 - Regimes de funcionamento de Paineis AT	52
Tabela 3 - Função de Relação de Paineis MT.....	57
Tabela 4 - Função Deslastre por Mínimo de Frequência.....	59
Tabela 5 - Função Deslastre por falta de Tensão/Reposição por regresso da Tensão	59
Tabela 6 - Função Pesquisa de Terras Resistentes	62
Tabela 7 - Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [1]	73
Tabela 8 - Valores de energia reativa indutiva e capacitiva para a PRE	79
Tabela 9 - Desvios limite de tensão na ligação de geradores síncronos à rede.....	86
Tabela 10 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão (Norma IEC 61000-3-7) [10]	88
Tabela 11 - Classificação de harmónicos [12].....	91
Tabela 12 - Formas de onda de tensão típicas para diversos conteúdos harmónicos [12].....	91
Tabela 13 - Valores das tensões harmónicas nos pontos de entrega até à ordem 25, expressas em percentagem da tensão declarada [12].....	92
Tabela 14 - Limites de distorção harmónica da tensão (em % da componente fundamental) devidas à geração de correntes harmónicas por equipamento ligado à rede MT de acordo com a norma IEC 61000-3-6 [12]	92
Tabela 15 - Limites de distorção harmónica da tensão (em % da componente fundamental) devidas à geração de correntes harmónicas por equipamento ligado à rede AT ou MAT de acordo com a norma IEC 61000-3-6 [12]	93
Tabela 16 - Limites de emissão de acordo com a norma IEC 61800-3 [12].....	93
Tabela 17 - Valor de α para o cálculo das harmónicas de corrente [12].....	94
Tabela 18 - Simbologia Dplan [13]	101
Tabela 19 - Limites de Tensão	110
Tabela 20 - Limites de Potência injetada pelos PRE	110
Tabela 21 - Alternativa A (Ponta)	113
Tabela 22 - Alternativa B (Ponta).....	116
Tabela 23 - Alternativa A (Consumo médio)	118
Tabela 24 - Alternativa B (Consumo médio)	120
Tabela 25 - Alternativa A (Consumo mínimo).....	121
Tabela 26 - Alternativa B (Consumo mínimo)	122

ABREVIATURAS

ARTA - Automatismo de Regulação de Tensão Automático

AT - Alta Tensão

BC - Bateria de Condensadores

BT - Baixa Tensão

CC -Curto-circuito

CO₂ - Dióxido de Carbono

DAR - Disjuntor Auto Religador

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia

DL - Decreto-Lei

DST - Descarregador de Tensão Transitória

DTR - Detetor de Terras Resistentes

EDP - Energias de Portugal

FER - Fontes de Energia Renováveis

H - Constante de Inércia

I - Intensidade de corrente

IAR - Interruptor Auto Religador

IAT - Interruptor Aéreo Telecomandado

IDCI - Indicadores de Defeitos em Cabos Isolados

Idin - Intensidade limite dinâmica

IDLA - Identificador de Defeito em Linhas Aéreas

IEC - Comissão Eletrotécnica Internacional

In - Intensidade de corrente nominal

Iterm - Intensidade limite térmica

L - Indutância

MAT - Muito Alta Tensão

MI - Máxima Intensidade

MIH - Máxima Intensidade Homopolar

MT - Média Tensão

OCR - Órgão de Corte de Rede
ORD - Operador da Rede de Distribuição
ORT - Operador da Rede de Transporte
PATR - Proteção Amperimétrica de Terras Resistentes
PD - Proteção de Distância
PEX - Polietileno reticulado
PIP - Pedido de Informação Prévia
Plt - Flicker de longa duração
PRE - Produtor em Regime Especial
PSS - Estabilizador de Potência
Pst - Nível de emissão de tremulação
PT - Posto de Transformação
PTS - Posto de Transformação e Seccionamento
PVC - Policloreto vinilo
R - Resistência
RD - Rede de Distribuição
REE - Regime Especial de Exploração
RESP - Rede Energética de Serviço Público
RND - Rede Nacional de Distribuição
RNT - Rede Nacional de Transporte
RT - Rede de Transporte
S - Potência Aparente
SAT - Seccionador Aéreo Telecomandado
SD - Sinalizador de Defeito
SE - Subestação elétrica
SEN - Sistema Elétrico Nacional
SIC - Carboneto de silício
TET - Trabalhos em Tensão
THD - Distorção Harmónica
TI - Transformador de Intensidade

TP - Transformador de Potência

TSA - Transformador dos Serviços Auxiliares

TT - Transformador de Tensão

U - Tensão

Ucc - Tensão de curto-circuito

URR - Unidade Remota de Rede

URTA - Unidade Remota de Teleação e Automatismos

VT - Tensão / Tempo

Z - Impedância

Zcc - Impedância de curto-circuito

ZnO - Óxido de zinco

X - Reatância

1 INTRODUÇÃO

Atualmente vários fatores tais como o aquecimento global provocado pela emissão de gases causadores do efeito de estufa, como é o caso do CO₂, sendo este emitido em virtude da queima de combustíveis fósseis para a produção de energia, o aumento do preço dos combustíveis fósseis, a previsão da escassez das reservas dos combustíveis fósseis, a busca pela eficiência energética, a diversificação das fontes energéticas, têm vindo a contribuir fortemente para o aumento dos Produtores em Regime Especial (PRE). Neste sentido a construção de centrais de geração de energia elétrica a partir de energias renováveis tem aumentado significativamente, sendo que na maioria dos casos são ligadas diretamente às redes de distribuição.

Na esmagadora maioria dos casos as redes de distribuição foram projetadas para um fluxo unidirecional da potência desde a subestação até aos consumidores finais, sendo que a inserção de Produtores em Regime Especial neste tipo de redes cria desafios técnicos tais como perdas de potência, perfil de tensão, regulação da tensão, níveis de curto-circuito, dispositivos de proteção, critérios ambientais e aspetos económicos.

O objetivo deste projeto é estudar o comportamento das redes de distribuição sujeitas à produção proveniente de Produtores em Regime Especial (PRE) e como podem ser fortemente influenciadas no que concerne ao perfil de tensão e perdas associadas.

Para analisar o comportamento da rede de distribuição é utilizada uma ferramenta de análise de redes, o software Dplan. São considerados vários cenários, nomeadamente a configuração de exploração da rede, o consumo, a produção e os fatores meteorológicos diretamente associados à produção.

Este trabalho está dividido em seis capítulos

No capítulo 1 é feita a introdução onde feita referência à motivação que impulsionou este projeto.

No capítulo 2 é feito o enquadramento dos PRE e é feita a caracterização da rede de distribuição.

No capítulo 3 é feita uma abordagem às condições de ligação dos PRE na rede de distribuição.

No capítulo 4 são enumerados os impactos previsíveis na rede de distribuição na presença de PRE e formas de mitigação.

No capítulo 5 é feita uma descrição da ferramenta computacional que é utilizada para o estudo da rede de distribuição.

No capítulo 6 são abordados os casos de estudo elaborados com o “Dplan” que combinam vários tipos de PRE e valores de tensão de referência, sendo o objectivo avaliar as variações de tensão nos vários pontos da rede de distribuição.

No capítulo 7 são feitas as conclusões onde é referida a evolução e tendência da Produção em Regime Especial, características que influenciam a exploração de rede, como devem ser controladas e alternativas a considerar.

2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Produção em Regime Especial

A figura de produtor em regime especial foi consagrada no ordenamento jurídico português em 1988, através do DL 189/88 de 27 de Maio, alterado posteriormente pelos DL 168/99 e 312/2001.

No contexto da política comunitária foi promovida a produção em regime especial no nosso país, tendo sido definidas as condições técnicas de ligação à rede de distribuição de energia, além de ter sido garantida a compra de energia emitida para a rede, de acordo com processos remuneratórios definidos em vários diplomas legais.

São atualmente considerados neste regime os seguintes produtores:

- Aproveitamentos hidrelétricos até 10 MVA de potência instalada;
- Produtores cujas fontes de energia são renováveis, resíduos industriais ou urbanos;
- Produtores de cogeração (calor e eletricidade);
- Produtores em regime de mercado [1].

No final de abril de 2012, Portugal Continental tinha 10 377 MW de capacidade instalada para produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis (FER).

A potência instalada, excluindo a grande hídrica, está concentrada nos distritos de Viseu, Coimbra, Castelo Branco, Vila Real, Viana do Castelo, Lisboa, Guarda, Leiria, Braga e Santarém correspondendo a 85% do total.

A produção a partir de FER nos primeiros cinco meses de 2012, quando comparado com igual período de 2011 decresceu 36% (de 12,6 TWh para 8,1 TWh), estando concentrada no Norte, principalmente nos distritos de Viseu, Coimbra, Castelo Branco, Vila Real, Bragança, Viana do Castelo e Braga, responsáveis por 68% da produção. No mesmo período, a componente hídrica decresceu 68%.

A incorporação de FER no consumo bruto de energia elétrica, para efeitos da diretiva 2009/29/CE de 23 de abril, foi de 43,5% em 2011, considerando apenas o Continente.

Portugal foi, em 2010, o terceiro país da União Europeia com maior incorporação de energias renováveis. A posição de Portugal, reforçou-se relativamente a 2009, devido ao forte aumento na produção hídrica (86%) e ao acréscimo de 21% na produção eólica [2].

Na figura 1 apresenta-se o gráfico da evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis desde 2004.

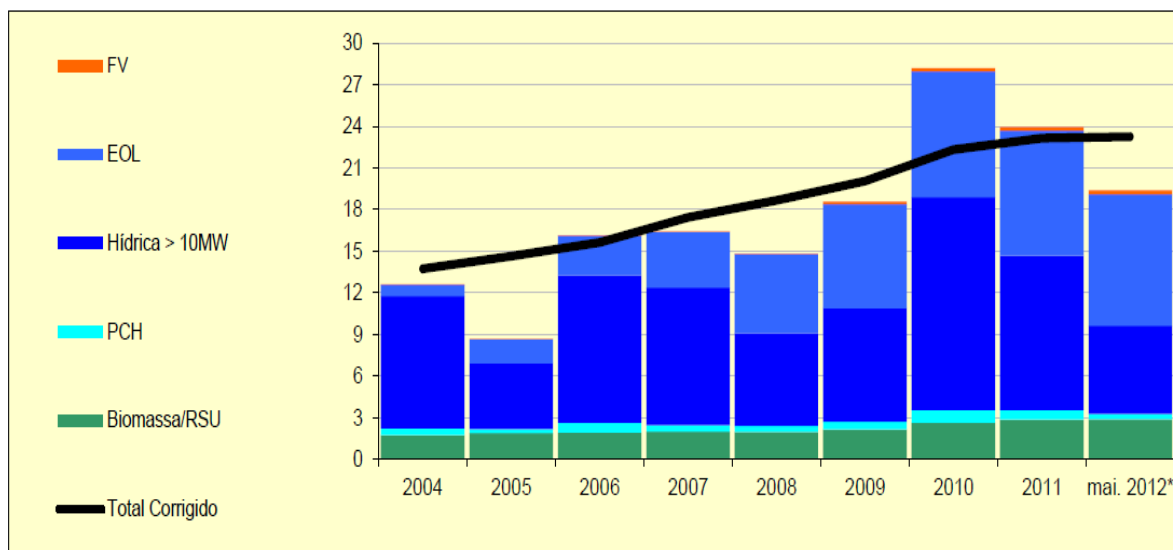


Figura 1 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh) [2]

Na figura 2 apresenta-se o peso da produção das energias renováveis na produção bruta mais o saldo importador desde 2004.

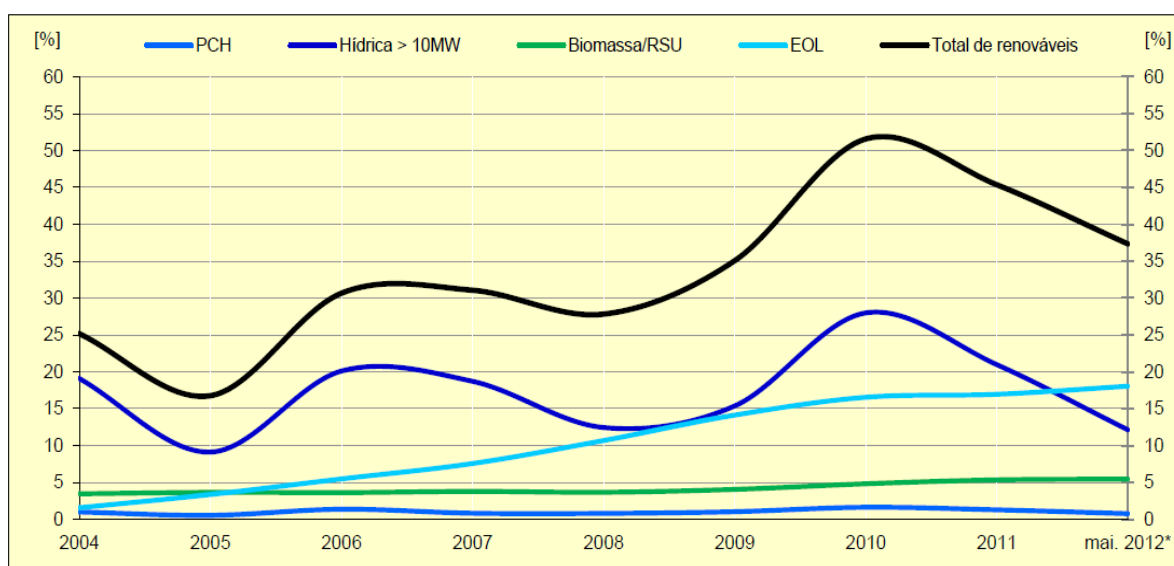


Figura 2 - Evolução do peso da produção das energias renováveis na produção bruta + saldo importador [2]

Na figura 3 apresenta-se o gráfico da produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis no período compreendido entre Maio de 2011 e Maio de 2012 (um ano).

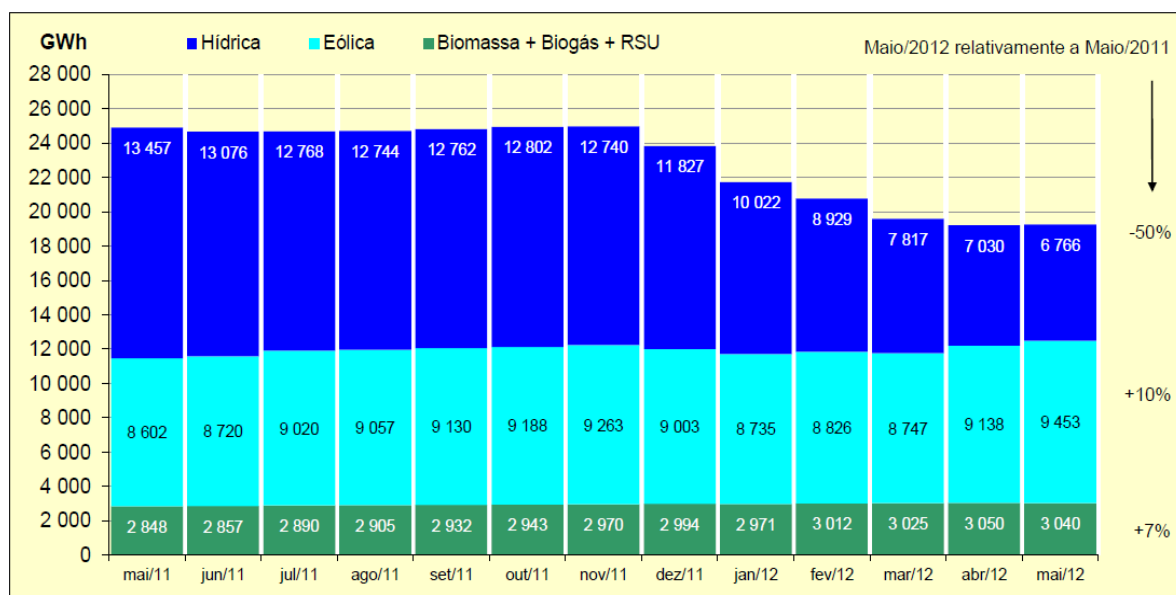


Figura 3 - Produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis - Ano Móvel (GWh) [2]

Na figura 4 apresenta-se a desagregação por distrito da produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis.

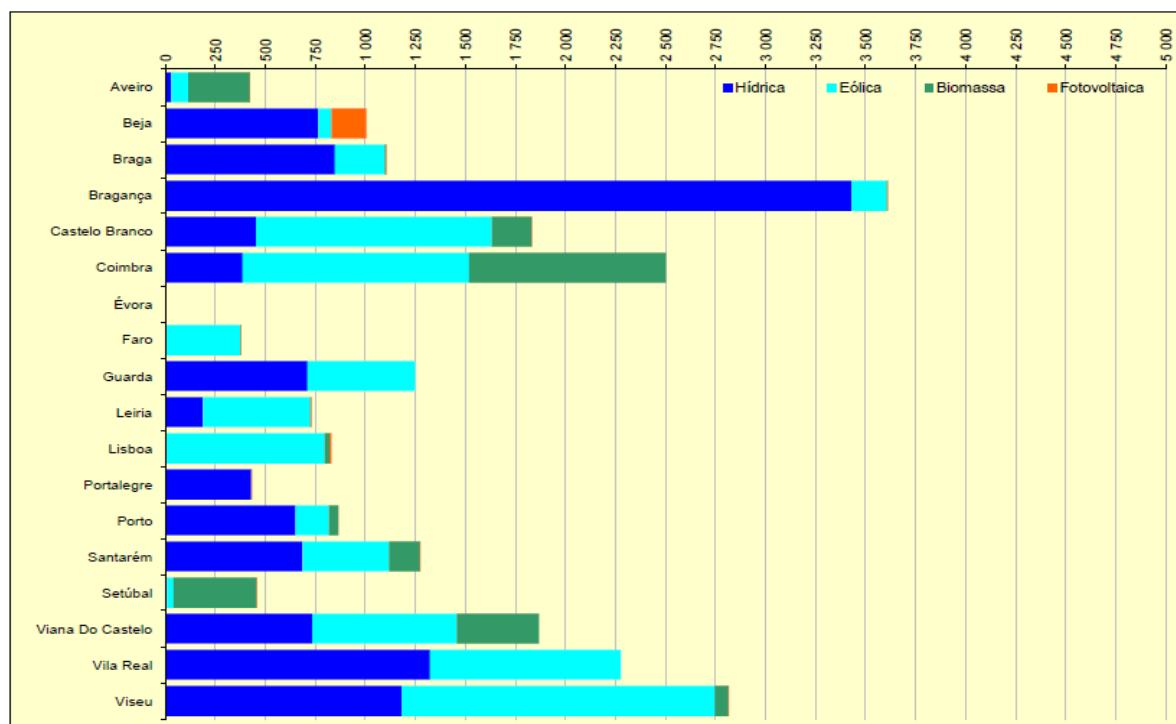


Figura 4 - Produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis por distrito em 2011 (GWh) [2]

2.1.1 Setor Eólico

Podemos observar na figura 5 que houve no setor eólico uma evolução significativa da potência instalada em Portugal Continental nos últimos anos.

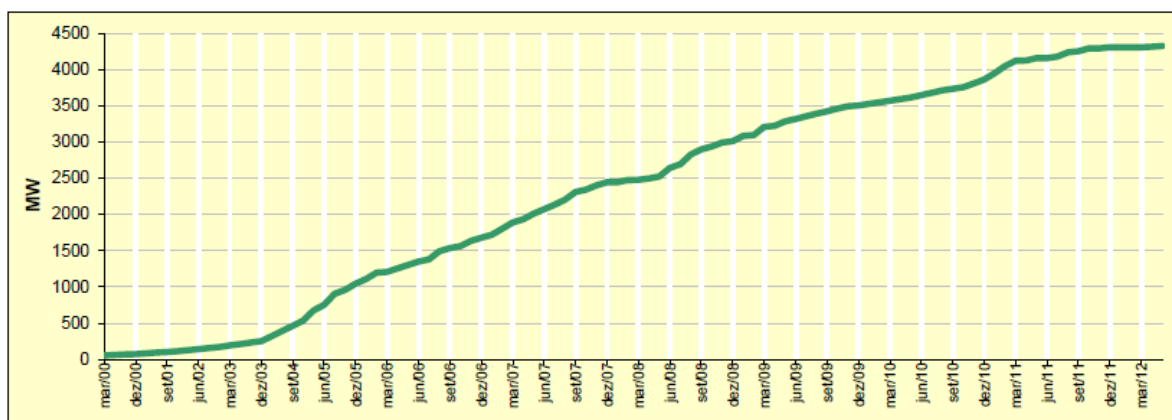


Figura 5 - Evolução da potência instalada em Portugal Continental (MW) [2]

Consequentemente houve uma evolução da produção eólica em Portugal Continental, tal como podemos observar no gráfico apresentado na figura 6.

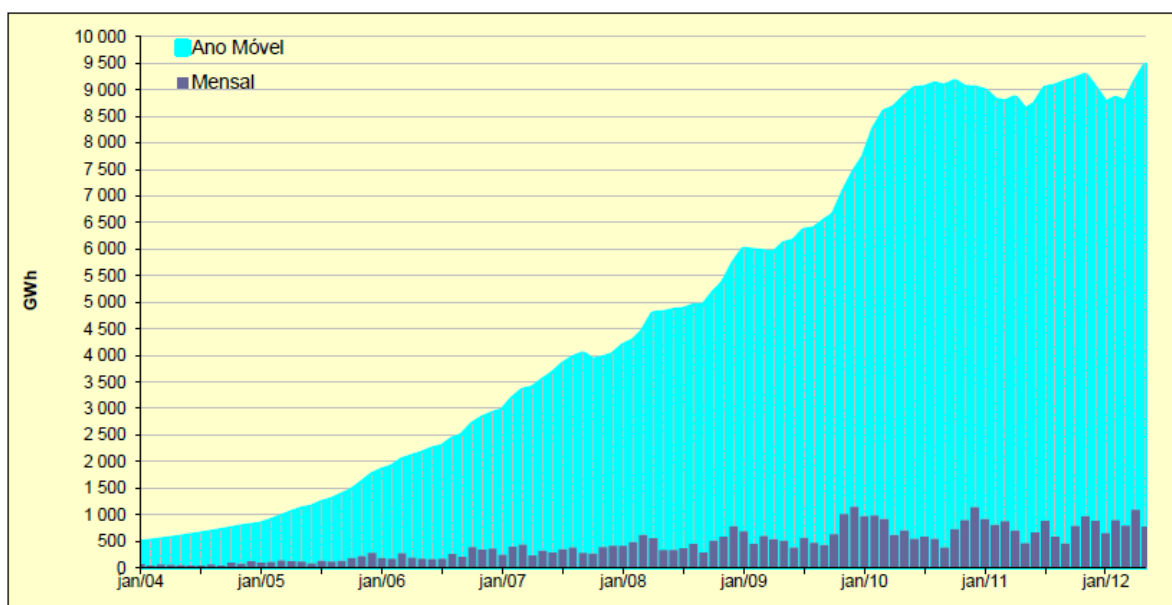


Figura 6 - Evolução da produção eólica em Portugal Continental (GWh) [2]

2.1.2 Evolução do Licenciamento de renováveis e perspetivas para o futuro

Até maio de 2012 foram licenciados ~12 812 MW de instalações electroprodutoras a partir de FER (+23% relativamente à potência instalada atualmente).

Nos últimos doze meses a tecnologia fotovoltaica foi a que sofreu um maior incremento no licenciamento, passando de 110 MW para 171MW.

No final 2004, o licenciamento no setor eólico era de 2 221 MW. De 2005 até 2010 o licenciamento médio anual rondou os 390 MW, totalizando no final de 2010, 4 543 MW. No final de maio de 2012, estavam licenciados 4 562 MW.

O licenciamento no setor hídrico passou de 4 899 MW para 7 157 MW no período de 2004 a 2011, sendo as grandes centrais hídricas responsáveis por 2 164 MW deste aumento.

O total de potência licenciada renovável está concentrado no norte do país, essencialmente devido à localização das grandes hídricas e de um número significativo de parques eólicos. Os distritos de Lisboa, Leiria, Faro, Castelo Branco e Viseu apresentam uma forte componente eólica, superior a 50% da potência renovável desses distritos [2].

Apresenta-se na figura 7 a evolução da potência licenciada por trimestre desde 2001, não sendo aqui considerada a grande hídrica.

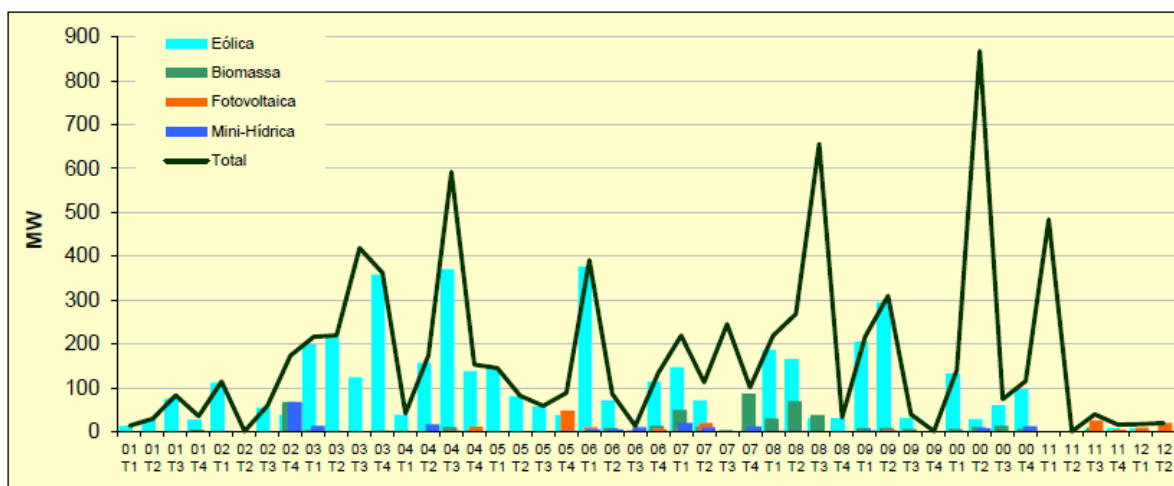


Figura 7 - Evolução da potência licenciada, excluindo a grande hídrica (MW) [2]

Na figura 8 apresenta-se a evolução acumulada da potência licenciada por trimestre desde 2001.

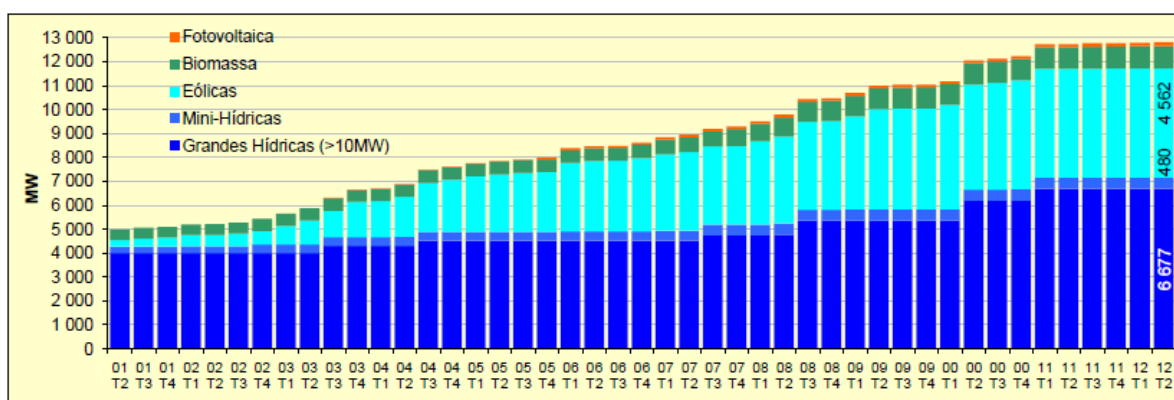


Figura 8 - Evolução acumulada da potência licenciada (MW) [2]

Na figura 9 apresenta-se a potência licenciada desagregada por distrito.

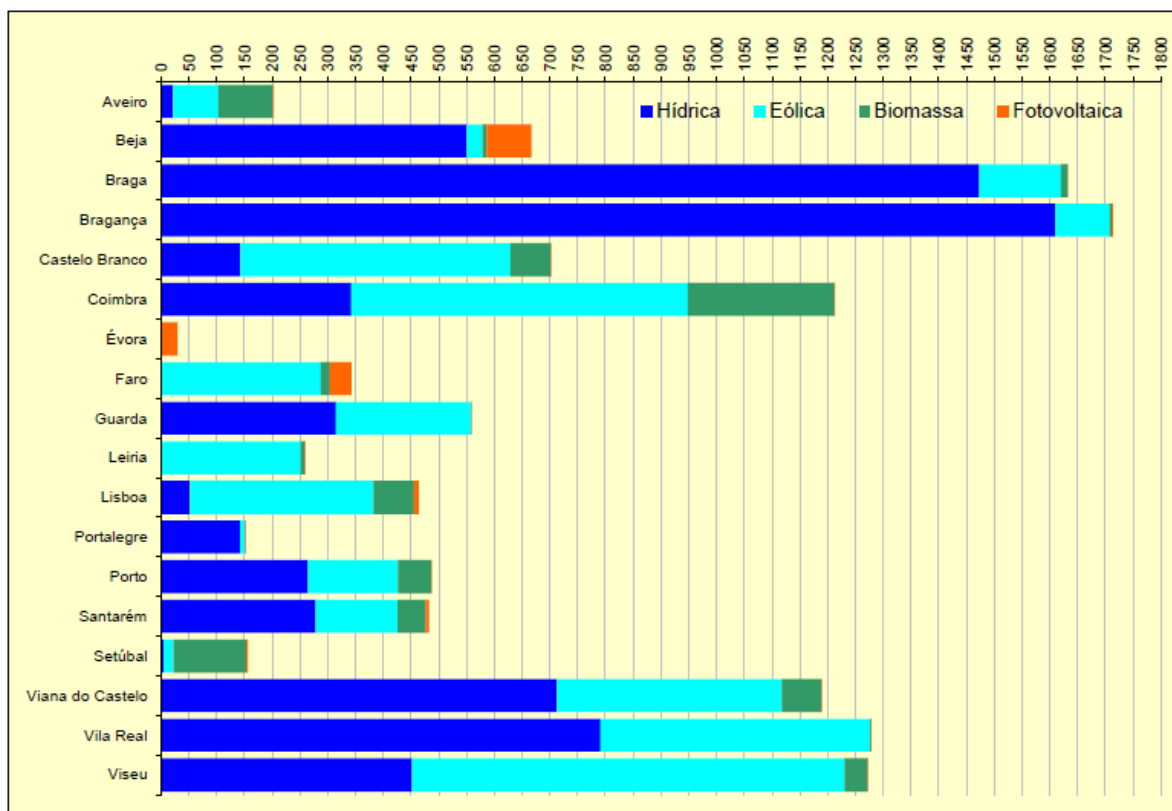


Figura 9 - Potência licenciada por distrito (MW) [2]

2.2 Rede de distribuição

O conceito de operação de uma rede envolve aspetos variados, assumindo entre eles grande importância as manobras de alteração da configuração da rede, a efetuar quando se verifica uma avaria. Embora em funcionamento normal a operação de uma rede aérea não difira significativamente de uma rede subterrânea, o mesmo já não acontece em situação de avaria, uma vez que existem diferenças consideráveis.

2.2.1 Redes aéreas

As redes aéreas de MT integram, geralmente, os seguintes elementos: saídas principais, que partem diretamente de uma Subestação (SE) AT/MT; derivações, mais ou menos ramificadas, que alimentam diversos PT (posto de transformação) de distribuição ou utilizadores em MT; eventualmente, poderão existir postos de seccionamento com diversas saídas secundárias.

Estas redes são normalmente projetadas para funcionar segundo um esquema radial (redes monoalimentadas) existindo, por vezes a possibilidade de ligação em anel (redes bialimentadas) com uma rede vizinha, ligação essa que pode realizar-se numa saída principal ou numa derivação importante. Contudo, esta ligação em anel tem, nestas redes, um carácter excecional, sendo apenas realizada quando se torna necessária. Uma situação típica

corresponde ao estabelecimento de uma alimentação de recurso, após verificação de um incidente.

2.2.2 Defeitos em redes aéreas

O modo de operação de uma rede elétrica é condicionado pela natureza dos defeitos que a podem afetar, pelo tempo necessário à sua localização e pela duração da reparação dos elementos danificados. No caso de uma rede aérea de MT, os defeitos podem ser classificados quanto à sua localização, duração do defeito e dificuldade em o eliminar. Quanto à localização, os defeitos que ocorrem podem afetar:

- Zona de MT das SE AT/MT a montante dos disjuntores que protegem cada saída de MT;
- As redes propriamente ditas, a jusante destes disjuntores;
- Os transformadores MT/BT.

Os defeitos que ocorrem em MT nas SE AT/MT são raros e, regra geral, fáceis de detetar. Por outro lado, os que ocorrem a jusante dos disjuntores que protegem as saídas MT podem classificar-se segundo a sua duração e dificuldade de eliminação, do seguinte modo:

2.2.2.1 Defeitos auto-extintores

São os que desaparecem espontaneamente, em tempos geralmente muito curtos, sem provocar disparos da aparelhagem de corte da rede elétrica;

2.2.2.2 Defeitos fugitivos

São os que, para desaparecer, necessitam de um corte muito breve da alimentação da rede, na ordem dos décimos de segundo, 0,3 segundos, (por exemplo, alguns defeitos consequentes de descargas atmosféricas). Estes tipos de defeitos são, em geral, eliminados pelas religações rápidas.

2.2.2.3 Defeitos semi-permanentes

São aqueles que para serem eliminados necessitam de uma ou várias religações, na ordem de algumas dezenas de segundos, 15 a 30 segundos, mas não necessitam de qualquer intervenção no terreno para a reposição do serviço (por exemplo, avaria resultante da queda de um ramo que provoque um curto-circuito entre um condutor de fase e a ferragem de um isolamento, acabando por desaparecer por destruição ou por ação do vento). Estes tipos de defeitos são, em geral, eliminados pelos disjuntores de religação rápida e lenta.

2.2.2.4 Defeitos permanentes

São aqueles que, após terem provocado um corte definitivo, se manifesta imprescindível a intervenção no terreno para reposição do serviço. Este tipo de defeitos implica geralmente avarias nos equipamentos (ruptura de condutores, danificação de isoladores, etc.), ou a presença de objetos estranhos (árvores, aves, etc.) sobre os condutores.

No caso de um defeito permanente que provoca um corte definitivo, o técnico da operação é avisado e procura, então, localizar o defeito. Para tanto, efetua um certo número de manobras e promove uma inspeção à linha ou troço desta, onde se presume que esteja localizada a avaria.

A pesquisa do defeito e a execução das manobras necessárias à colocação fora de serviço do troço defeituoso podem exigir, conforme a importância da linha e o local do defeito, tempos variáveis, por vezes longos. Por outro lado, a reparação propriamente dita, exige um tempo relativamente curto, que não excede algumas horas.

Por estas razões, os PT rurais são ligados única e simplesmente em derivação de uma artéria principal ou secundária. Além disso, a progressiva generalização das ligações radiotelefónicas entre as diferentes brigadas utilizadas na operação e um posto principal de comando, permite reduzir consideravelmente os tempos de interrupção de serviço, facilitando as diversas manobras que devem ser executadas de um modo coordenado pelas diferentes equipas que participam nas operações.

As avarias mais frequentes nas linhas aéreas devem-se ao facto de estas estarem sujeitas aos efeitos da intempérie, poluição, depósito de agentes poluidores (poeiras) nos isoladores e cadeias de isoladores, e ações inadvertidas, como a queda de objetos estranhos, que produzem ruturas nos isoladores e contacto entre condutores, diretamente, ou por meio de um corpo estranho. Quando se quebra um isolador, a corrente da linha deriva para a terra, provocando ao mesmo tempo a abertura do disjuntor de protecção da linha. Tal sucede quando o neutro da alimentação está ligado com a terra, porque se estivesse isolado poderia, em geral, continuar ao serviço até que se efetuasse a reparação do defeito. É bastante frequente que os isoladores sejam destruídos por arremesso de objetos ou por disparos dos caçadores.

Ocorre, às vezes, que os isoladores apresentam uma fissura por onde a corrente deriva para a terra, sendo então mais difícil detetar o local de onde ocorre a avaria, sendo necessário efetuar uma rigorosa inspeção dos isoladores. Noutros casos, o defeito tem origem numa perfuração da garganta do isolador, que é precisamente aonde se apoia o condutor e que tapa o orifício. Nestas condições, a busca do isolador com defeito exige muito tempo, sendo necessário subir aos postes e, muitas vezes, desfazer as correspondentes retenções. Outra avaria que ocorre frequentemente é o contacto entre condutores, por efeito do vento ou mais comum, pelo toque de um corpo estranho em, pelo menos uma das fases da linha, ou ainda, pelo desprendimento de um ramo de árvore que cai sobre a linha ficando suspenso na mesma.

Por tudo isto, compreende-se que nas redes aéreas sejam possíveis localizar os defeitos produzidos na linha por meio de uma simples revisão dos seus elementos o que, como é natural, implicará perda de tempo.

Nas linhas situadas nas proximidades de zonas costeiras originam-se depósitos de sal sobre a superfície do isolador, que produzem contornamentos.

Os curto-circuitos dão-se pela supressão de isolamento entre os condutores de fase ou entre estes condutores e a terra.

A origem dos defeitos/avarias pode ser interna ou externa. Entre as causas de origem externa pode-se mencionar:

Origem mecânica

Rutura de um suporte, rutura de um isolador, rutura de um isolamento de condutor, disrupções provocadas pelo contacto com ramos de árvores e aves com os condutores, deterioração de isolamento em cabos na abertura de valas.

Origem atmosférica

Descarga atmosférica sobre condutores, disrupções originadas pelos depósitos condutores acumulados nas cadeias de isoladores.

2.2.3 Redes subterrâneas

As redes aéreas de MT integram, geralmente, os seguintes elementos: saídas principais, que partem diretamente de uma Subestação (SE) AT/MT; Postos de Transformação e Seccionamento (PTS).

À semelhança das redes aéreas, estas redes são normalmente projetadas para funcionar segundo um esquema radial (redes monoalimentadas), existindo a possibilidade de ligação em anel (redes bialimentadas) com uma rede vizinha, através de interligações existentes nos PTS, sendo normalmente utilizadas em reconfigurações de rede decorrentes de trabalhos programados ou em incidentes.

2.2.3.1 Defeitos em redes subterrâneas

Tal como nas redes aéreas, os defeitos podem ser classificados quanto à sua localização, duração do defeito e dificuldade em o eliminar.

Os defeitos que ocorrem nas redes subterrâneas são normalmente defeitos permanentes, como por exemplo extremidades ou uniões com defeito de isolamento, cabos cortados devido a escavações, sendo que os disjuntores que as protegem não têm religações em serviço.

2.2.4 Equipamentos associados à detecção de defeitos na rede de distribuição

Na rede de distribuição em MT, o número de equipamentos com automatismos e telecomando são função da valorização económica da Rede Elétrica Nacional, devido a incidentes. Estes equipamentos contribuem para dispensar a intervenção de técnicos em determinados incidentes específicos, reduzindo os tempos de restabelecimento do fornecimento de energia, e permitindo, igualmente, a localização automática de troços com defeito.

2.2.4.1 Detecção de defeitos em redes subterrâneas

Nas redes tipicamente urbanas (subterrâneas), a utilização dos Indicadores de Defeitos em Cabos Isolados (IDCI) nos PT, facilitam a localização e, como tal, a atuação sobre a rede. Para além da localização rápida, também se impõe a posterior reconfiguração da rede e, nesse

sentido, o telecomando, bem como os seccionadores de comando à distância, são fundamentais. A informação do IDCI permite ao operador do Centro de Condução seccionar o cabo equipado com IDCI para medida do seu isolamento.

Na rede aérea típica das zonas industriais, existe, de uma forma geral, a possibilidade de recurso, privilegia-se a utilização de Interruptores Auto-Religadores (IAR), e Interruptores Aéreos Telecomandados (IAT) a partir do Centro de Condução, estando estes últimos em expansão. A utilização de IAR em ramos derivados da linha principal deve ser considerada, podendo estar associada a Indicadores de Defeitos em Linhas Aéreas (IDLA) no sentido de facilitar a localização de avarias.

2.2.4.2 Deteção de defeitos em redes aéreas

Na rede aérea tipicamente rural devem ser usados IAR, pois a localização da avaria é efetuada de forma automática, ficando o troço avariado a jusante do primeiro IAR, que fica aberto depois de completado o ciclo de religações. Dado que estas redes são normalmente extensas e os custos de exploração são significativos, os IAR deverão ser telecomandados e possuir autonomia de alimentação (evitando alimentações a partir da rede BT), ou seja, há uma tendência para a instalação de IAT em vez de IAR.

Nas redes elétricas subterrâneas não se efetuam religações sem antecipadamente se conhecer a causa do incidente, pois, de outra forma, poderiam agravar-se as consequências.

Todos os equipamentos instalados na rede elétrica estão identificados. No caso da rede aérea são identificados o tipo de equipamento e o apoio respetivo, enquanto na rede subterrânea são identificados os tipos de equipamento e a localização da instalação que o aloja.

2.2.5 Caracterização da rede de distribuição

2.2.5.1 Linhas de alta tensão

São aquelas cuja tensão nominal é igual ou superior à tensão de 60 kV. A EDP Distribuição apenas possui linhas com uma tensão nominal de 60 kV.

Estas linhas interligam centros produtores (centrais térmicas, hídricas, eólicas) às subestações ou entre subestações. São normalmente aéreas podendo, no entanto, ser subterrâneas.

As linhas aéreas são constituídas por apoios, normalmente metálicos, sendo os condutores suspensos ou apoiados por isoladores.

2.2.5.2 Linhas de média tensão

São aquelas cuja tensão nominal é inferior à tensão de 60 kV. As tensões mais comuns são 10, 15 e 30 kV.

Estas linhas ligam as subestações aos Postos de Transformação ou ligam diferentes Postos de Seccionamento/Transformação entre si. Podem ser aéreas ou subterrâneas.

As linhas aéreas são normalmente em cabo nu, apoiadas em postes de betão (mais comum) ou metálicos, sendo os condutores suspensos ou apoiados por isoladores.

2.2.5.3 Subestações

Destinam-se a elevar o valor da tensão para ser transportada em alta tensão para as zonas de consumo, ou, uma vez perto das zonas de consumo, baixar o nível da tensão para poder ser distribuída em média tensão.

Genericamente estas instalações contêm os pórticos onde chegam e de onde partem as linhas, os transformadores de potência e acessórios de proteção.

Estas instalações estão protegidas por uma vedação, com sinais que advertem para o perigo elétrico no interior e interditam o acesso a pessoas não autorizadas.

2.2.5.4 Postos de transformação

Têm a função de reduzir a Média Tensão para a Baixa Tensão utilizável pelo consumidor final doméstico, comercial ou pequeno industrial.

Existem Postos de Transformação de dois tipos diferentes: encerrado numa construção de alvenaria, eventualmente numa caixa metálica, ou aéreo suspenso num poste.

2.2.5.5 Redes de baixa tensão

Levam a energia elétrica desde os Postos de Transformação, ao longo das ruas e caminhos até aos locais onde é consumida em Baixa Tensão (230 V entre fase e neutro e 400 V entre fases).

Podem ser de dois tipos: aéreas ou subterrâneas. As aéreas podem ser em condutores nus ou isolados em feixe (cabo torçada).

As linhas em condutor nu estão fixas sobre isoladores e apoiados em postes de betão, ou sobre posteletes metálicos fixos na fachada.

Os cabos de distribuição em baixa tensão são normalmente constituídos por cinco condutores, um dos quais é utilizado para a iluminação pública.

2.2.6 Características de equipamentos na rede de distribuição

2.2.6.1 Descarregador de Sobretensão Transitória

A necessidade de proteger as redes aéreas de distribuição contra sobretensões leva à instalação nos seus pontos críticos de descarregadores de sobretensões (DST).

Estes equipamentos têm tido ao longo do tempo uma evolução significativa, para melhor, e os atuais DST à base de óxidos metálicos sem expulsores têm uma fiabilidade bastante superior à dos antigos DST de SIC (carboneto de silício) necessariamente equipados com expulsores.

A evolução não se tem dado unicamente a nível da parte ativa dos DST mas também a nível do seu invólucro.

De facto torna-se cada vez mais comum a utilização de DST com invólucro sintético, diminuindo a utilização de DST com invólucro cerâmico, mais pesados e frágeis.

Apesar de toda esta evolução os DST, mesmo assim, ainda avariam.

A avaria de um DST, devidamente escolhido para o local onde foi implantado, pode acontecer principalmente por uma das razões seguintes:

Por ser sujeito a uma descarga atmosférica de grande valor energético acima dos valores prescritos pela norma para aquele tipo de DST. Nessa situação o DST é total ou parcialmente destruído sendo portanto bastante evidente pelas partes destruídas e/ou carbonizadas a sua avaria.

Por ser sujeito a uma sobretensão com uma duração superior aquela para a qual está previsto. Nessa situação há uma degradação das características dos blocos de óxidos metálicos e o DST começa a conduzir uma corrente superior à sua normal corrente permanente, da ordem dos mA. Esta corrente vai aumentando e a partir de determinada altura devido à cada vez maior degradação dos blocos provoca o embalamento térmico do DST e a perda de todas as suas características provocando um caminho de baixa resistência em que a corrente será limitada por essa resistência residual e pelas condições de ligação do neutro da rede à terra. Sendo normalmente as correntes de defeito fase-terra limitadas, as evidências exteriores de avaria do DST podem não ser significativas já que devido à atuação das proteções a corrente de defeito mantém-se durante pouco tempo.

Quando envelhecido por sucessivas descargas ao longo do tempo, pela sua permanente sujeição à tensão da rede e suas sobretensões, aos ultravioletas, etc. Nessa situação há uma degradação das características dos blocos de óxidos metálicos e o DST, mesmo à sua tensão contínua de operação, começa a conduzir uma corrente superior à sua normal corrente permanente, da ordem dos mA. Esta corrente vai aumentando e a partir de determinada altura devido à cada vez maior degradação dos blocos e provoca o embalamento térmico do DST e a perda de todas as suas características provocando um caminho de baixa resistência em que a corrente será limitada por essa resistência residual e pelas condições de ligação do neutro à terra. É esta a situação mais frequente na prática já que corresponde ao fim de vida normal de um DST.

Os DST que mais se utilizam são os de óxido de zinco (ZnO). A resistência varia na ordem inversa da tensão, as resistências têm características não lineares, isto é, se a tensão aplicada é elevada, a resistência baixa e a corrente escoia facilmente para a terra, daí a necessidade da terra onde se ligam estes aparelhos apresentar um valor o mais baixo possível, inferior a 20 Ω .

Quando a tensão é a nominal comporta-se como um isolador, isto é, apresenta uma impedância muito elevada.

2.2.6.1.1 Características Técnicas dos Descarregadores de Sobretensão

Tensão estipulada

Ur: 12/17,5/36 (kV), corresponde ao valor máximo da tensão eficaz à frequência industrial admissível entre os seus terminais durante 10s.

Tensão Máxima de serviço em regime permanente

Uc: 10/15/30 (kV), corresponde ao valor máximo da tensão eficaz, se esta tensão for ultrapassada em regime permanente os blocos aquecem, conduzindo ao envelhecimento do material.

Tensão residual máxima ou Nível de Proteção

NP (kV), é caracterizada pela tensão que aparece aos terminais dos DST quando da circulação da corrente de descarga.

Corrente Nominal de descarga (kA)

Nas redes MT são normalmente utilizados descarregadores com $I_n = 5\text{kA}$ ou 10kA .

Comprimento da Linha de Fuga (mm)

A escolha é feita consoante o ambiente onde forem instalados, assim para ambiente de poluição fraca o mínimo aceitável é de 20mm por kV e em poluição forte é de 25mm por kV.

Capacidade de absorção de energia

A capacidade de absorção energética é a quantidade máxima de energia que o descarregador é capaz de escoar para a terra. Apresentam gamas que vão de 18 a 72 kJ. Em zonas de elevado nível cerâmico convém instalar DST com elevada capacidade [3].

Vantagens na instalação de DST

- Segurança de pessoas e equipamentos
- Redução de avarias
- Melhoria de qualidade de serviço

Nas figuras 10 e 11 apresentam-se exemplos simples do comportamento de uma instalação eléctrica quando ocorre uma sobretensão transitória, sem e com DST respetivamente.

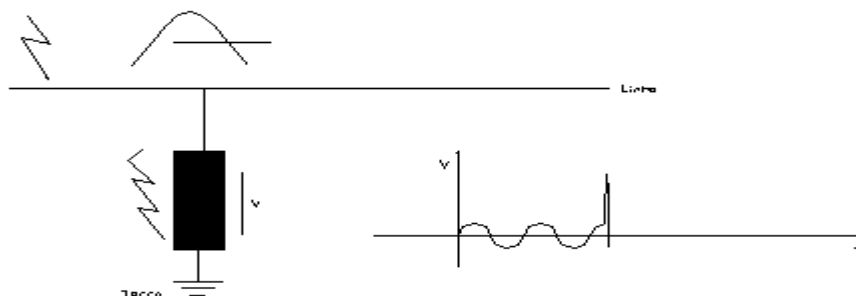


Figura 10 - Instalação sem DST

Quando ocorre uma sobretensão transitória numa instalação sem DST, é provável que daí resulte uma avaria na referida instalação, desta forma a protecção a montante vai atuar, provocando assim o isolamento da instalação, caso a avaria seja permanente, não será possível alimentar a referida instalação enquanto não for isolado o elemento avariado.

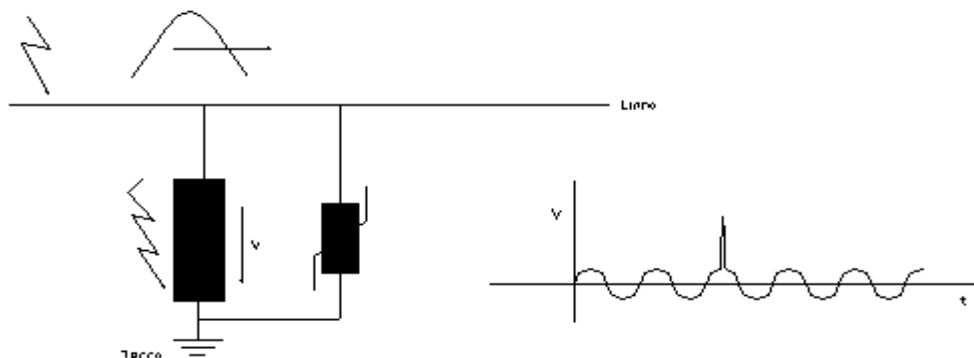


Figura 11 - Instalação com DST

Quando ocorre uma sobretensão transitória numa instalação com DST, esta é desviada da instalação através do DST, protegendo assim a referida instalação, não havendo neste caso elemento avariado, mantendo assim a continuidade de serviço.

2.2.6.1.2 Valor de uma Sobretensão Induzida sobre uma linha aérea

Devido às variações bruscas do campo eletromagnético originadas pelas descargas sobre a linha ou na proximidade aparecem sobretensões induzidas a distâncias muito afastadas do ponto de impacto [3].

A expressão 2.1 permite calcular o valor da sobretensão induzida (U) em função da altura da linha (H), da distância do ponto de impacto (d) e do valor da corrente de descarga (I).

$$U = 30 \cdot \frac{H}{d} \cdot I \quad (2.1)$$

Como exemplo apresentam-se os resultados de duas simulações:

Simulação nº1:

$I = 100\text{kA}$

$d = 10\text{Km}$

$H = 10\text{ metros}$

Obtém-se um valor de $U = 3\text{kV}$

Simulação nº2:

$I = 30 \text{ kA}$

$d = 100 \text{ m}$

$H = 10 \text{ metros}$

Obtém-se um valor de $U = 90 \text{ kV}$

Apesar do valor da corrente de descarga ser bastante mais baixo na simulação nº2 do que na simulação nº1, verifica-se que o valor da sobretensão induzida é bastante mais elevado, atendendo a que a distância do ponto de impacto é muito menor.

Na figura 12 são apresentadas as duas opções de ligação de DST em PT do tipo aéreo, sendo que no caso do lado esquerdo os DST encontram-se instalados na “cabeça” do apoio e do lado direito encontram-se instalados na cuba do transformador de potência. No primeiro caso os DST protegem três equipamentos, os isoladores, o interruptor/seccionador e o transformador de potência. No segundo caso, os DST apenas protegem o transformador de potência, contudo existe uma grande vantagem relativamente ao primeiro caso, pelo que se ocorrer uma avaria num DST, a proteção da linha que o alimenta vai atuar perante um defeito fase-terra e só poderá ser ligada quando o defeito estiver isolado, ora como o órgão de seccionamento se encontra a montante do defeito, será possível proceder ao seu isolamento, permitindo assim ligar a linha com maior rapidez.

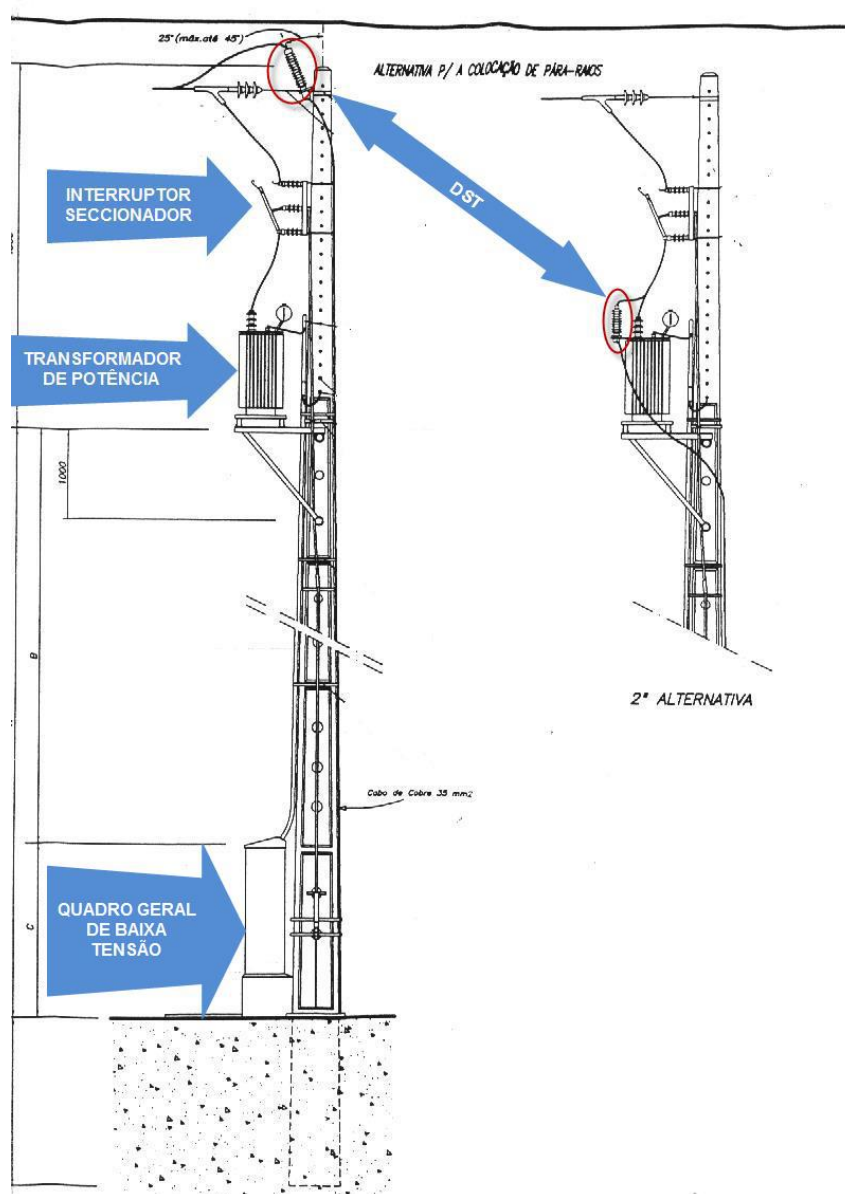


Figura 12 – Esquema de montagem de DST em PT aéreos [3]

2.2.6.2 Transformadores de Medida

Os aparelhos de medida e proteção não estão preparados para funcionar sujeitos a tensão elevada. No caso da baixa tensão, também não estão preparados para funcionar diretamente com correntes da ordem das centenas ou milhares de amperes. Para ultrapassar estas limitações os aparelhos de medida e proteção ligam-se às instalações elétricas através dos chamados transformadores de medida.

Tipos de transformadores de medida:

- Transformadores de corrente ou intensidade (TI);
- Transformadores de tensão (TT).

2.2.6.2.1 Transformadores de corrente ou intensidade

Características

- O circuito primário é isolado para a baixa tensão ou para uma tensão elevada, como por exemplo: 6, 15, 30, 60, 150, 220 ou 400 kV.
- O circuito secundário é de tensão reduzida.
- A corrente secundária é, dentro de determinados limites, proporcional à corrente primária e em fase com ela.

Vantagens

- Permite realizar medidas ou proteções amperimétricas ou wattimétricas em associação com transformadores de tensão, usando fatores de multiplicação adequados.
- Permite o manuseamento dos aparelhos de medida e de proteção pelos técnicos, sendo que os circuitos secundários não estão sujeitos a tensões elevadas.
- A normalização da corrente secundária (5 ou 1 A) permitiu a redução da quantidade de tipos de aparelhos a utilizar.
- Manipulando a forma construtiva é possível limitar a corrente secundária a partir de dado valor da corrente primária com o objetivo de proteger instrumentos sensíveis.

Correntes primárias

Os transformadores de intensidade são construídos para diversas intensidades de correntes primárias, chamada corrente nominal e designada por I_n . Estão dimensionados de modo que podem suportar no máximo 1,2 vezes essa corrente em permanência e 1,5 vezes durante 15 minutos.

Correntes secundárias

A intensidade secundária de transformadores de corrente mais utilizada é 5 A. No entanto, em instalações com condutores de medida de grande comprimento, utiliza-se 1 A.

Relação de transformação

A proporção entre a intensidade no primário e a intensidade no secundário de um transformador de corrente chama-se relação de transformação.

Diz-se, por exemplo, que um transformador é de 200-100/5-5 quando tem enrolamentos primários para 200 ou 100 A e tem dois enrolamentos secundários de 5 A.

Classes de precisão

A precisão de um transformador de corrente está caracterizada pelo erro na transformação e pelo desfasamento entre a corrente primária e a secundária, que devia ser nulo, para os diferentes regimes de carga.

Intensidade limite térmica

A máxima intensidade que um transformador de intensidade pode suportar, sem se danificar, durante 1 segundo chama-se intensidade limite térmica e representa-se por I_{term} . Também se designa por corrente de curto-circuito e expressa-se em kA. De um modo geral os transformadores de intensidade são dimensionados de modo a que:

$$I_{term} = 100 \times I_n$$

Intensidade limite dinâmica

A máxima intensidade que um transformador de intensidade pode suportar, do ponto de vista dos esforços eletrodinâmicos, sem sofrer deformação mecânica, chama-se intensidade limite dinâmica e representa-se por I_{din} . Também se designa por corrente de ponta e expressa-se em kA. Sempre que a chapa de características não expresse nada em contrário verifica-se a relação:

$$I_{din} = 2,5 \times I_{term}$$

Coefficiente de sobreintensidade

O coeficiente de sobreintensidade ou coeficiente de saturação é o múltiplo da intensidade nominal a partir do qual o erro da transformação alcança 10%.

Para aparelhos de medida e contadores convém que este valor seja pouco superior a 1 porque não interessam as medidas para além dos $1,2 I_n$.

Por exemplo no caso de curto-circuito numa linha de alta tensão, em que circulam correntes muito elevadas no primário, em virtude da saturação, circulam correntes não tão elevadas no secundário evitando deste modo a destruição da aparelhagem.

Contrariamente para alimentar relés de proteção o coeficiente de sobreintensidade deve ser muito superior a 1 para que o campo de medida seja mais amplo. É uma necessidade para os relés de máxima intensidade, para os relés de mínima impedância em geral e de distância de uma forma muito particular.

De um modo geral os transformadores de intensidade têm dois circuitos secundários, um com classe de precisão 0,2 ou 0,5, de baixo coeficiente de sobreintensidade, destinado a alimentar os equipamentos de medida e outro de classe de precisão 3, de alto coeficiente de sobreintensidade destinado a alimentar os equipamentos de proteções.

Isolamento de transformadores de corrente

Os transformadores de corrente podem ser:

- Transformadores secos, em que o isolante é o ar. É o caso dos transformadores de baixa tensão.
- Transformador de massa sólida, em que os enrolamentos estão envolvidos por massa isolante tipo resina. É o caso dos transformadores de média tensão.
- Transformadores em óleo, em que os enrolamentos estão dentro de um recipiente de porcelana cheio de óleo isolante. É o caso da alta tensão. Têm o inconveniente do óleo ser combustível.
- Transformadores em gás, em que os enrolamentos estão dentro de um recipiente de porcelana cheio de gás isolante. É o caso das muito altas tensões. Têm a vantagem do gás não ser combustível.

Precauções

Nos transformadores de intensidade há que ter o especial cuidado de nunca deixar o circuito secundário aberto. A ausência do campo magnético gerado por este circuito, e que se opõe ao campo magnético gerado pelo circuito primário, tem as seguintes consequências:

- Produz-se uma elevada indução no núcleo de ferro que conduz à destruição do equipamento por aquecimento.
- Tensões elevadas nos bornes secundários.
- O núcleo pode ficar sujeito a magnetismo residual que inutiliza o aparelho [4].

Nas figuras 13, 14 e 15 apresentam-se imagens de transformadores de corrente de BT, MT e AT respectivamente.



Figura 13 - Transformador de Corrente de Baixa Tensão [4]



Figura 14 - Transformador de Corrente de Média Tensão [4]



Figura 15 - Transformador de Corrente de Alta Tensão [4]

2.2.6.2.2 Transformadores de Tensão

Características:

- De um modo geral não se usam na baixa tensão.
- Existem com o circuito primário isolado para tensões elevadas como por exemplo: 6, 15, 30, 60, 150, 220 ou 400 kV.
- O circuito secundário é de tensão reduzida.
- A tensão secundária é, dentro de determinados limites, proporcional à tensão primária e em fase com ela.

Estes aparelhos não apresentam dificuldades semelhantes às dos transformadores de intensidade já que em caso de curto-circuito não existe qualquer incremento da tensão. Num sistema elétrico a corrente está sujeita a grandes variações ao passo que a tensão permanece aproximadamente constante. O campo de medida do transformador de corrente é amplo e tem que funcionar com precisão dentro dele. O campo de medida do transformador de tensão é reduzido.

Vantagens

- Permitem realizar medidas ou proteções amperimétricas ou wattimétricas em associação com transformadores de corrente, usando fatores de multiplicação adequados.
- Permite o manuseamento dos aparelhos de medida e de proteção pelos técnicos, sendo que os circuitos secundários não estão sujeitos a tensões elevadas.
- A normalização da tensão secundária permitiu a redução da quantidade de tipos de aparelhos a utilizar.

Relação de transformação

A proporção entre a tensão no primário e a tensão no secundário de um transformador de tensão chama-se relação de transformação.

Transformador é de 30 000/ 3/ 100/ 3 V:

- É para ligar entre fase e terra de uma rede de 30 kV.
- Para a tensão nominal primária a tensão secundária é de 100/ 3 V.

Transformador é de 30 000/100V-110 V:

- É para ligar entre fases de uma rede de 30 kV.
- Para a tensão nominal primária as tensões secundárias são de 100 e 110 V (existe dois enrolamentos secundários)

Isolamento

Os tipos de isolamento são idênticos aos dos transformadores de intensidade.

Precauções

Ao contrário dos transformadores de corrente os transformadores de tensão nunca devem ser curto-circuitados no secundário.

Outros tipos

De um modo geral os transformadores de tensão são indutivos. A transformação é obtida por indução magnética.

Para muito altas tensões usam-se transformadores de tensão capacitivos [4].

Nas figuras 16 e 17 apresentam-se imagens de transformadores de tensão de MT interior e exterior respectivamente.



Figura 16 - Transformador de Tensão de Média Tensão (Interior) [4]



Figura 17 - Transformador de Tensão de Média Tensão (Exterior) [4]

Na figura 18 apresenta-se a imagem de transformadores de tensão de AT.



Figura 18 - Transformador de Tensão de Alta Tensão [4]

2.2.6.2.3 Inovação em Transformadores de Medida

A alternativa mais moderna aos convencionais transformadores de medida de núcleo de ferro são os sensores óticos.

Os sensores são instalados dentro de colunas ocas isolantes cheias de azoto seco.

O conjunto assemelha-se a um tradicional transformador de medida, conforme se pode verificar na figura 19.



Figura 19 - Transformador de Medida com sensores óticos [5].

Por meio de fibra ótica os sensores são ligados à eletrônica situada na sala de proteções.

O cabo e os sensores são fornecidos já ligados de fábrica. O cabo eventualmente excedente fica enrolado na base da coluna.

Toda a inteligência do sistema reside numa caixa eletrônica, instalada na sala das proteções, onde um sinal ótico é gerado. Através de fibra ótica esse sinal é enviado aos sensores onde os campos elétricos e magnéticos influenciam a polaridade da luz. A mesma caixa eletrônica descodifica estas alterações à luz de retorno criando sinais de saída representativos da corrente ou da tensão primária.

Na tecnologia atual os sinais são de 5 ou 1 amperes para transformadores de corrente e 69 ou 115 V para transformadores de tensão, como vimos.

Estes sinais de saída poderão ser digitais e aptos a serem tratados pelos mais modernos equipamentos de medida ou proteção.

Estes transformadores de medida apresentam as seguintes vantagens:

- Maior precisão num mais vasto campo de medida,
- Maior campo de medida,
- Nenhum risco de explosão,
- Muito mais leves.

Além disso são eliminados os riscos de:

- Ferro ressonância,
- Saturação,
- Secundários abertos.

Transformadores combinados de 230 kV foram testados, a partir de Maio de 2000 na SE Ingledow da BC Hydro, USA.

A maior precisão das medidas destes transformadores assim como o seu mais vasto campo de medida faz antever um muito mais preciso funcionamento das proteções com base na medição de impedâncias [5].

2.2.6.3 Transformadores de Potência

Os centros produtores de energia elétrica não estão, em geral, situados na proximidade dos centros consumidores, quer por razões técnicas, quer económicas. Para se estabelecer a ligação necessária entre uns e outros são necessárias linhas de transporte de energia, cuja tensão será tanto mais elevada quanto maior for a capacidade de transporte necessária.

Para fazer as ligações entre as linhas e os diversos níveis de tensão são necessários transformadores de potência, que estão situados em subestações ou em postos de transformação.

2.2.6.3.1 Princípio de funcionamento

Um dispositivo consistindo em pelo menos dois enrolamentos ligados magneticamente entre si é usualmente designado por transformador.

Os transformadores são máquinas elétricas estáticas e reversíveis, que transformam uma ou mais tensões e correntes alternadas, noutra ou noutras tensões e correntes alternadas (da mesma frequência), através de relações constantes entre elas, cujos valores estarão bem mais ajustados, seja no transporte ou distribuição de energia elétrica, seja noutra aplicação específica. Em termos energéticos, excetuando pequenas perdas, toda a potência elétrica fornecida ao transformador por um dos circuitos é devolvida ao meio exterior pelo outro.

Nas figuras 20 e 21 apresenta-se a imagem descritiva de um transformador monofásico e o seu esquema equivalente respectivamente.

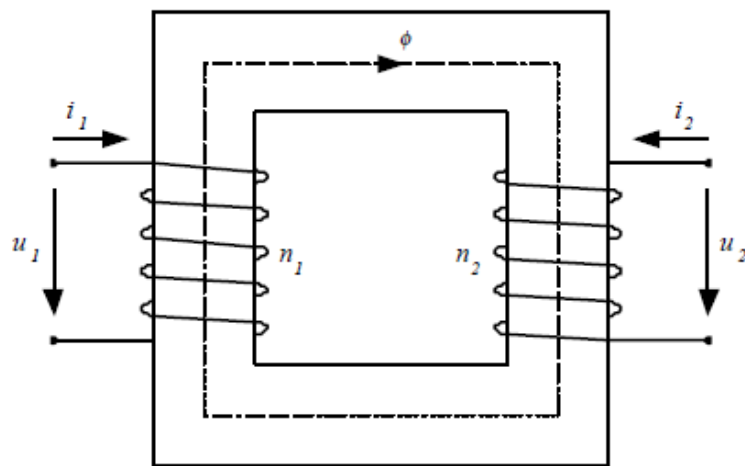


Figura 20 - Transformador monofásico [6]

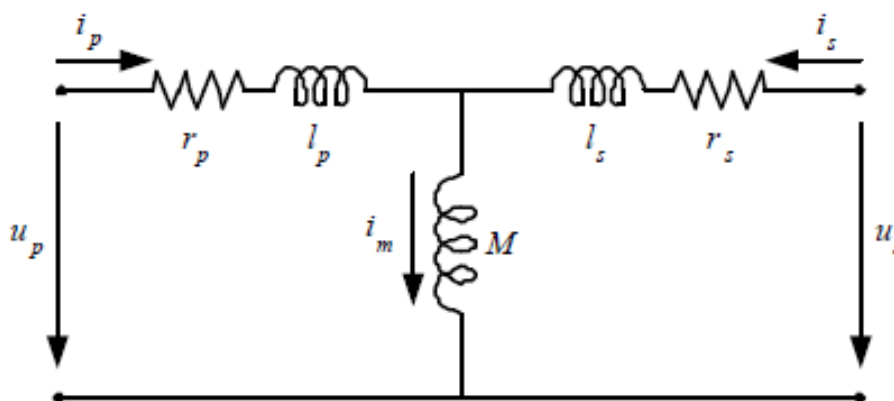


Figura 21 - Esquema equivalente de um transformador monofásico [6]

2.2.6.3.2 Valores nominais

Os valores nominais de tensão, corrente, potência, e outros, definem, em condições específicas de ambiente e de exploração, as capacidades de funcionamento dos equipamentos elétricos.

Em condições não muito afastadas da nominal, desprezando as resistências dos enrolamentos e considerando uma ligação magnética perfeita, numa situação limite em que a corrente de magnetização é nula (resultado que em muitos casos práticos não introduz grandes erros), verifica-se aproximadamente que:

$$k = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (2.2)$$

Uma forma de realizar a ligação magnética perfeita consiste, pois, em enrolar o primário e o secundário em torno dum núcleo fechado de alta permeabilidade magnética, de modo a tornar a dispersão desprezável, tal que a relutância magnética seja nula.

O conjunto das hipóteses formuladas são implícitas ao transformador ideal, para o qual o balanço energético se traduz simplesmente por:

$$u_1 i_1 + u_2 i_2 = 0 \quad (2.3)$$

Ou seja, toda a potência elétrica fornecida ao transformador por um dos circuitos é devolvida ao meio exterior pelo outro.

Das igualdades anteriores, pode-se concluir que, num transformador, os valores das potências no primário e no secundário (excetuando pequenas perdas), são idênticas. Em valores nominais:

$$SN = U_{1N} \cdot I_{1N} = U_{2N} \cdot I_{2N} \quad (2.4)$$

Em termos de impedâncias, considerando um regime alternado sinusoidal para as correntes e tensões, dá-se o nome de impedância nominal do transformador à grandeza definida na expressão seguinte, em que U_{2N} e I_{2N} são a tensão e a corrente (valores eficazes) no secundário, em condições nominais:

$$Z_{2N} = \frac{U_{2N}}{I_{2N}} \quad (2.5)$$

Também no primário se define uma impedância nominal, e é em relação a estas grandezas nominais que são referidos normalmente os parâmetros do transformador.

$$Z_{1N} = \frac{U_{1N}}{I_{1N}} \quad (2.6)$$

2.2.6.3.3 Funcionamento em vazio

O transformador diz-se em vazio quando o secundário está em aberto, isto é, tem aos seus terminais uma impedância infinita. Nesta hipótese, a corrente no secundário é nula, e a impedância apresentada pelo primário tem um valor relativamente elevado.

2.2.6.3.4 Funcionamento em curto-circuito

Considere-se o esquema equivalente do transformador com o secundário em curto-circuito. Tendo presente os valores característicos dos parâmetros deste circuito, conclui-se que a impedância vista do primário nestas circunstâncias (impedância de curto-circuito), tem o valor aproximado que se apresenta de seguida, a que corresponde o esquema equivalente representado na figura 22. Esta conclusão resulta do facto do paralelo da reactância de dispersão do secundário ($j\omega l_s$) com a impedância do secundário ($j\omega M$) ser praticamente igual à reactância de dispersão do secundário, pelo que, nestas condições, normalmente se despreza o ramo de magnetização.

$$Z_{cc} \approx (r_p + r_s) + j\omega(l_p + l_s) \quad (2.7)$$

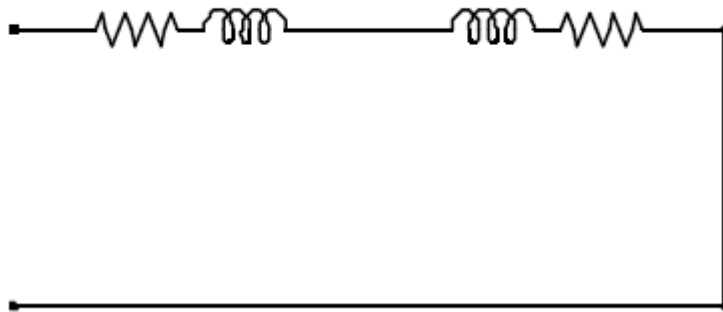


Figura 22 - Esquema equivalente do transformador em curto-circuito [6].

Note-se que os parâmetros deste circuito são reduzidos ao primário ou ao secundário do transformador. Dos valores característicos da impedância de curto-circuito conclui-se que, em curto-circuito, a corrente atinge valores muito elevados, da ordem de 10 a 20 vezes a corrente nominal. Ao contrário, no circuito magnético há uma forte desmagnetização, pelo que o fluxo no núcleo apresenta um valor reduzido e as perdas no ferro são relativamente pequenas. As correntes elevadas nos circuitos do primário e secundário originam perdas no cobre muito grandes e causam aumentos de temperatura muito elevados e esforços eletrodinâmicos muito violentos. Para evitar a destruição do transformador, este é equipado com dispositivos de proteção (disjuntores, fusíveis) que o desligam da fonte de alimentação num tempo muito curto.

Designa-se por tensão de curto-circuito a tensão a aplicar ao primário, com o secundário em curto-circuito, para que este circuito seja percorrido pela corrente nominal. A impedância de curto-circuito fica então caracterizada por:

$$U_{1cc} = Z_{cc} \frac{U_{20}}{U_{10}} I_{2N} = Z_{cc} I_N \quad (2.8)$$

A tensão de curto-circuito e a impedância de curto-circuito são expressas pelo mesmo valor numérico.

$$\frac{U_{1cc}}{U_{1N}} = \frac{Z_{cc}}{Z_{1N}} \quad (2.9)$$

Salienta-se que na chapa de características de um transformador, a tensão de curto-circuito costuma vir expressa em percentagem, referida, desta forma, à tensão nominal.

2.2.6.3.5 Queda de tensão

Em carga, isto é, com corrente no secundário da ordem de grandeza da corrente nominal ou inferior, o transformador tem uma situação intermédia entre o vazio e o curto-circuito. Em transformadores de potência, onde as correntes de magnetização têm valores pequenos em relação aos valores nominais, despreza-se por vezes esta grandeza, ficando o esquema equivalente reduzido à impedância longitudinal, como no caso do curto-circuito.

Um transformador corretamente dimensionado reproduz nos terminais do secundário a forma sinusoidal da tensão imposta no primário pela rede de distribuição de energia. Constata-se, no entanto, que a sua amplitude e defasagem relativa ao primário variam com a carga que o transformador alimenta. A análise do esquema equivalente evidencia que este facto se deve à existência de uma impedância interna não nula.

Desprezando então a corrente de magnetização, e recorrendo ao esquema equivalente com as grandezas reduzidas, obtém-se a expressão 2.10 para determinar a tensão no secundário em função da tensão aplicada ao primário e da corrente debitada pelo secundário, fazendo $I_c \approx I_1 \approx -I_2$. A impedância de curto-circuito tem, portanto, uma ação determinante no desempenho do transformador.

$$U_1 = U_2 + [(r_1 + r_2) + j\omega(l_1 + l_2)]I_c = U_2 + Z_{cc} I_c \quad (2.10)$$

A figura 23 representa o diagrama vetorial do transformador assumindo-se que a corrente de magnetização é nula. Num transformador de distribuição bem dimensionado, a queda de tensão tem um valor relativamente pequeno.

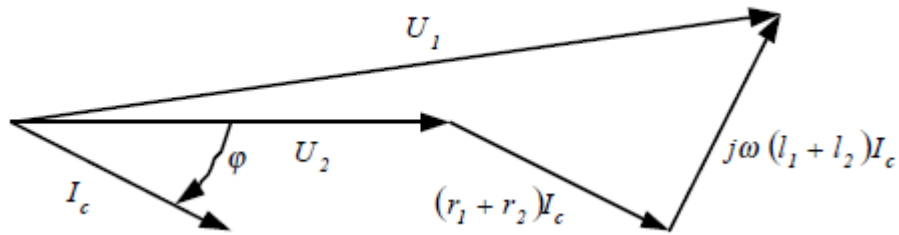


Figura 23 - Diagrama vetorial simplificado do transformador [6].

Na generalidade das aplicações de potência, é relevante considerar a alteração do valor eficaz da tensão do secundário. Para o efeito, estabelece-se o conceito de queda de tensão em determinadas circunstâncias, como sendo a diferença entre o valor eficaz da tensão do secundário em vazio e o valor dessa tensão nas circunstâncias consideradas. A expressão 2.11 permite estabelecer o valor da queda de tensão considerando as grandezas referidas ao primário.

$$\Delta U = U_{10} - \frac{U_{10}}{U_{20}} U_2 \quad (2.11)$$

2.2.6.3.6 Transformador trifásico

O transformador trifásico tem uma constituição análoga à do monofásico. Utiliza apenas um núcleo de material magnético, que constitui o circuito magnético, pelo qual se estabelece a ligação magnética entre seis enrolamentos, três do primário e três do secundário. Há várias soluções construtivas, mas toma-se por base a que se representa na figura 24, que é a mais utilizada.

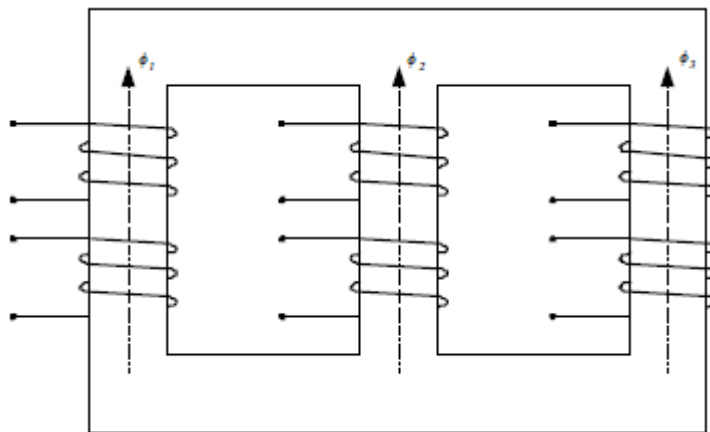


Figura 24 - Transformador trifásico [6]

Na solução construtiva apresentada, o núcleo tem três colunas e em cada coluna existe um conjunto de dois enrolamentos de material condutor, caracterizados pelo número de espiras. A ideia base desta solução construtiva consiste em criar em cada coluna, um transformador monofásico. Assim sucede de facto, mas com algumas particularidades de funcionamento, porque como já se disse, existe ligação magnética entre todos os enrolamentos. Os enrolamentos correspondentes ao primário e ao secundário da mesma fase encontram-se bobinados em torno da mesma coluna.

Normalmente, os fluxos magnéticos ϕ_1 , ϕ_2 e ϕ_3 correspondentes a cada coluna constituem um sistema trifásico equilibrado, de tal modo que: $\phi_1 + \phi_2 + \phi_3 = 0$

2.2.6.3.7 Transformador de três enrolamentos

Na figura 25 é apresentada a representação de um transformador de três enrolamentos.

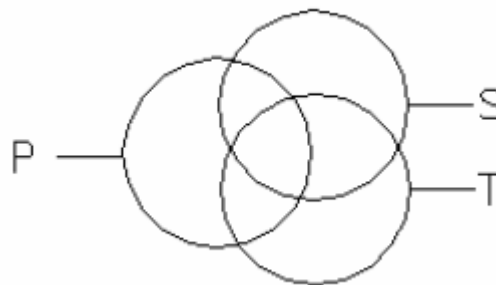


Figura 25 - Transformador de três enrolamentos [6]

Em muitas ocasiões, o transformador é equipado com vários secundários e há, por isso, interesse em fazer referência a estas situações. Considera-se o caso mais genérico nas redes de energia elétrica, ou seja, um transformador de três enrolamentos (primário, secundário e terciário).

Neste tipo de transformadores, os enrolamentos não apresentam, geralmente, a mesma potência nominal. A potência aparente nominal máxima do transformador, no entanto, é definida pelo enrolamento de maior potência, constituinte do primário. Seja o caso da relação de potências associadas aos diferentes conjuntos de enrolamentos a que se apresenta de seguida:

Primário – 20MVA

Secundário – 15MVA

Terciário – 10MVA

Para esta situação, a potência aparente nominal máxima do transformador é definida pelo enrolamento primário, ou seja, 20MVA. Neste exemplo, caso o par de enrolamentos primário/secundário tenha em jogo a potência de 15MVA, restará para o par de enrolamentos

primário/terciário a potência de 5MVA. São possíveis todas as combinações de valores de potência para estes dois pares de enrolamentos, para os quais não seja ultrapassado o mencionado valor máximo da potência do transformador disponibilizado pelo seu enrolamento primário.

Para os transformadores de três enrolamentos, existem três tensões de curto-circuito relativas aos três enrolamentos, considerados dois a dois, verificando-se assim a necessidade da realização de três ensaios.

Quando se procede ao ensaio em curto-circuito, está-se limitado pelo menor valor das potências nominais do par de enrolamentos em ensaio, encontrando-se o terceiro enrolamento em circuito aberto. Por este motivo, a tensão ou impedância de curto-circuito está referida à menor das potências do par de enrolamentos em questão. Dado que, em geral, as três tensões de curto-circuito estão referidas a potências diferentes, têm de ser convertidas a uma base comum.

2.2.6.3.8 Regulação de tensão em carga

A regulação de tensão em transformadores consegue-se por meio de tomadas num dos enrolamentos, o que permite alterar a relação de transformação. Um transformador com regulação em carga controla normalmente a tensão no barramento a que está ligado. O controlo de tensão é efetivo por escalões, correspondentes às diversas tomadas do regulador.

2.2.6.3.9 Proteção de transformadores

Os transformadores de potência utilizados em redes de energia elétrica são máquinas bastante robustas. No entanto, o seu elevado custo unitário e os perigos associados aos defeitos que podem ocorrer dentro do tanque de óleo em que a quase totalidade está imersa, justificam a ponderação de sistemas de proteção específicos. Particularmente, deve ter-se presente que os curto-circuitos dentro do tanque do óleo podem provocar o incêndio deste líquido, resultando assim danos para a máquina, para o equipamento e para as pessoas que se encontram na sua proximidade.

Podemos sistematizar os defeitos a que os transformadores estão sujeitos do seguinte modo:

- Sobrecargas e curto-circuitos externos;
- Defeitos aos terminais;
- Defeitos nos enrolamentos;
- Defeitos incipientes.

A distribuição de defeitos em transformadores depende do seu tipo, potência, aplicação e localização.

Valores típicos são de 10% de defeitos dentro do tanque, 15% de contornamentos dos isoladores terminais e 65% no regulador de tomadas e circuitos de controlo auxiliares. Como já se referiu, os defeitos internos são muito perigosos porque envolvem sempre o risco de

explosão e incêndio. Este facto tem determinado o desenvolvimento de transformadores secos, especialmente para a MT [6].

2.2.6.3.10 Designações

Na designação do grupo de ligação de um transformador, a primeira letra designa o enrolamento de maior tensão (AT) e a segunda letra o enrolamento de menor tensão (bt).

Na designação de um transformador a primeira letra é sempre maiúscula (AT) e a segunda sempre minúscula (bt), podendo-se referir cada uma delas ao enrolamento primário ou secundário. Não existindo qualquer outra indicação, quando nos referimos a um transformador isoladamente, referimo-nos a um transformador redutor.

Quando o neutro está acessível, acrescenta-se a letra N ou n, à letra da tensão mais alta ou mais baixa respetivamente.

Num transformador com um grupo de ligação Dy, o enrolamento AT é ligado em triângulo e o enrolamento bt ligado em estrela, se o enrolamento AT coincidir com o primário (alimentação), então trata-se de um transformador redutor, se a alimentação for efetuada no enrolamento bt, então trata-se de um transformador elevador.

Se não existir nenhuma outra indicação, considera-se que a alimentação aos transformadores, é efetuada por um sistema trifásico simétrico e direto de tensões.

2.2.6.3.11 Sequência de fases

Um sistema trifásico de tensões tem a mesma sequência de fases, em relação a outro, quando ambos têm o mesmo sentido de rotação, ou seja, o mesmo campo girante. Apenas existem duas possibilidades, ou têm o sistema direto (ABC), ou têm, o sistema inverso (ACB). Dois sistemas podem ter a mesma sequência de fases e no entanto não poderem ser ligados em paralelo.

A eventual troca da sequência de fases num sistema trifásico, causa uma anomalia visível, que é a troca do sentido giratório das cargas trifásicas rotativas (motores trifásicos), alimentadas por esse sistema, podendo originar danos graves, principalmente nos clientes com cadeias de montagem, onde estão associados vários motores em cadeia, tal verifica-se por alteração do campo girante para o sentido contrário.

Na figura 26 encontra-se a representação do sistema direto e inverso das fases de um sistema trifásico.

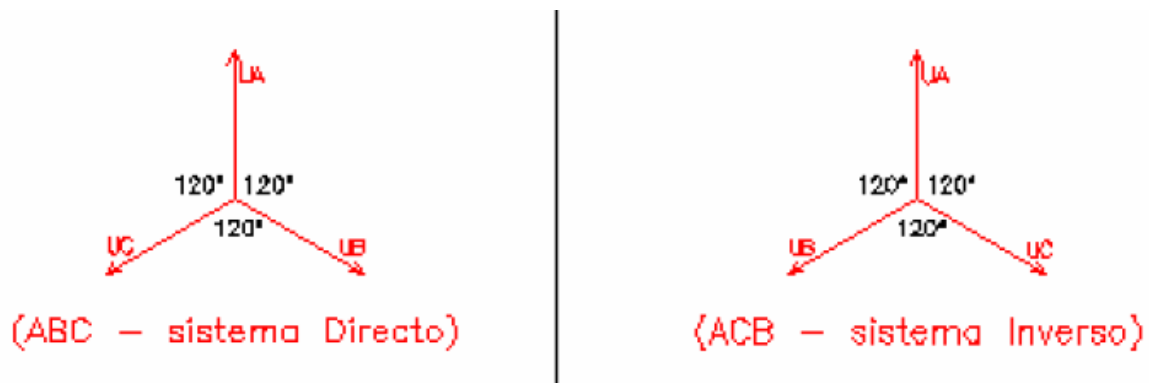


Figura 26 – Sequência de fases [6]

2.2.6.3.12 Índice horário

O índice horário indica-se, pela colocação de um número a seguir à letra que designa o enrolamento bt, fazendo parte da designação do grupo de ligação de um transformador.

O índice horário é o atraso de U_a (tensão simples do enrolamento bt - representa o ponteiro das horas) em relação a U_A (tensão simples de referência do enrolamento AT, sendo sempre como referência, posicionado nas 12 Horas - representa o ponteiro dos minutos de um relógio).

Na prática o índice horário pode-se obter, dividindo o esfasamento entre U_A e U_a por 30° , obtemos assim o valor do índice horário. Os esfasamentos não se indicam, por questões de nomenclatura, em graus ou em radianos, mas sim em múltiplos de 30° .

Na figura 27 encontra-se a representação das ligações de um transformador.

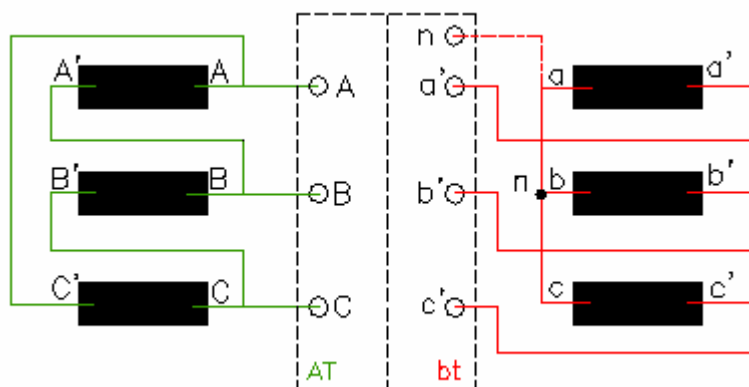


Figura 27 - Ligações de um transformador [6]

Verifica-se que, o enrolamento AT está ligado em triângulo (D) e o bt está ligado em estrela (y), trata-se portanto de um transformador Dy.

Para determinar o índice horário toma-se por referência um vetor U_A , coincidente sempre com as 0 horas, como o enrolamento AT está ligado em triângulo, e alimentado por um

sistema trifásico direto de tensões (ABC), representa-se graficamente o triângulo respetivo tendo como referência a tensão U_A . O enrolamento bt, está ligado em estrela, como os terminais acessíveis ($a'b'c'$), não são homólogos aos do triângulo, estando o neutro formado pela ligação dos terminais (abc), pelo que as tensões deste enrolamento estão em oposição de fase em relação às do triângulo de alimentação. $U_{a'}$ está em oposição de fase com a tensão U_{AB} , dado que se referem, a enrolamentos da mesma coluna e a terminais com polaridade diferente. Do mesmo modo, $U_{b'}$ está em oposição a U_{BC} e $U_{c'}$ em oposição a U_{CA} .

Se formar-mos a estrela $U_{a'}$, $U_{b'}$ e $U_{c'}$, do enrolamento bt, obtemos gráfico representado na figura 28, que nos indica tratar-se de um transformador com índice horário 5 (U_A referência – ponteiro dos minutos e $U_{a'}$ – ponteiro das horas), portanto um Dy5.

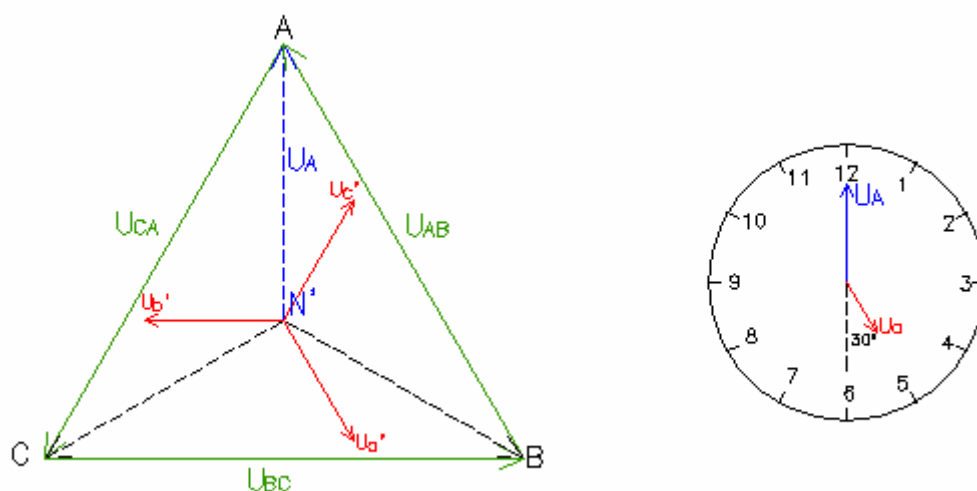


Figura 28 - Transformador com índice horário 5 [6]

2.2.6.3.13 Classificação dos transformadores trifásicos por Grupos

Designa-se por grupo de transformadores, o conjunto de transformadores com um mesmo desvio angular ou desvios angulares a ele redutíveis.

Os vários tipos de transformadores, estão agrupados do seguinte modo, conforme o seu índice horário:

- GRUPO I – Índices horários: 0, 4 e 8.
- GRUPO II – Índices horários: 2, 6 e 10.
- GRUPO III – Índices horários: 1 e 5.
- GRUPO IV – Índices horários: 7 e 11.

Para o paralelo de transformadores, com o mesmo índice horário, bastará ligar em ambos os lados, terminais com a mesma designação.

Dentro de um grupo, se os índices horários são diferentes (essa diferença sendo sempre 4 ou 8, representa um esfasamento de 120° ou 240° respetivamente, o que coincide com o de duas fases de um sistema trifásico), ligam-se de um dos lados os terminais com a mesma designação e do outro lado, ligam-se entre si os terminais por permutação circular das designações.

Um transformador do grupo III pode funcionar em paralelo com um transformador do grupo IV, se a ordem de sucessão das fases, de um dos transformadores se inverte em relação ao outro. [7]

2.2.6.3.14 Concordância de fases

Um sistema trifásico de tensões, está em concordância de fases com um outro, quando as suas tensões por cada fase coincidem, quer em módulo, quer no ângulo (desvio angular 0°). Quando assim é, os dois sistemas têm, por inerência a mesma sequência de fases.

Quando dois sistemas trifásicos estão em concordância de fases, podem ser ligados em paralelo.

Quando se verifica a concordância de fases, entre dois sistemas trifásicos, provenientes de transformadores iguais (que geram os mesmos ângulos nas tensões correspondentes – mesmo índice horário), o processo é simplificado, bastando apenas comparar o módulo da diferença de tensão, entre cada uma das fases (uma de cada um dos sistemas trifásico), quando essa diferença de tensão é nula, então estamos perante tensões correspondentes. Para se poder realizar o paralelo entre os dois sistemas trifásicos, basta acertar as tensões correspondentes, entre as três fases.

É necessário frisar que este procedimento, apenas é válido quando se comparam sistemas provenientes de transformadores pertencentes ao mesmo grupo de ligação ou no caso dos transformadores do grupo III e IV se a ordem de sucessão das fases de um dos transformadores se inverte em relação ao outro, trocando duas das fases no enrolamento AT. [7]

2.2.6.3.15 Paralelo de transformadores trifásicos

Grupo de ligações

Os transformadores deverão pertencer ao mesmo grupo de ligações, se isto não for garantido, existirão correntes elevadas de circulação, apenas limitadas pelos baixos valores das impedâncias de curto-circuito.

Relações de transformação

Deverão ter a mesma relação de transformação de forma a evitar o aparecimento de correntes de circulação elevadas.

Tensão de curto-circuito

As impedâncias de curto-circuito devem ser iguais no módulo e no argumento, ou seja, as tensões de curto-circuito ($U_{cc} \%$) devem ser iguais, ou pelo menos ter valores muito próximos.

Potências nominais

Os transformadores deverão ter potências nominais não muito diferentes por forma a assegurar as condições anteriormente referidas. [7]

2.2.6.3.16 Paralelos na rede

Até agora, tem sido referida a ligação em paralelo de dois sistemas, em locais eletricamente próximos (transformadores próximos), sendo desprezável a impedância do circuito elétrico constituído pelas suas ligações. Este caso, verifica-se por exemplo, na ligação em paralelo de dois transformadores na mesma Subestação, pelo fecho do disjuntor paralelo de barras, sendo necessário previamente apenas igualar as tensões nos secundários em cada um dos transformadores, caso os transformadores sejam iguais, ficam os dois na mesma tomada.

Na prática, existem inúmeras situações em que é necessário ligar dois transformadores em paralelo, entre duas subestações distintas e eletricamente afastadas, não sendo desprezável a impedância do circuito de ligação entre os transformadores.

Considerando que temos dois sistemas trifásicos, com origem em dois transformadores distintos e afastados eletricamente, para a realização do paralelo num órgão de corte na rede (OCR), devemos igualar o mais possível as tensões dos dois sistemas, no ponto onde se pretende efetuar o paralelo (OCR), para que não ocorram correntes de circulação elevadas, que eventualmente poderão fazer atuar as proteções, abortando assim o paralelo.

O valor da tensão de um dos lados (por exemplo, do TP1), depende de vários factores:

A corrente na linha (I_1), a impedância das linhas até ao OCR (Z_1), que originam uma queda de tensão (ΔU_1), que deverá ser subtraída à tensão debitada pelo transformador, para assim, determinarmos o valor da tensão no OCR do lado do TP1 ($U'_1 = U_1 - \Delta U_1$).

Esta é uma operação, na prática por vezes difícil, por falta de dados na determinação da impedância da linha que depende da distância ao OCR (d_1), do tipo de condutor e da sua secção (s_1).

Na prática é possível efetuar-se o paralelo num determinado ponto, quando a diferença de tensões entre os dois sistemas, não ultrapassa os 4 % da tensão nominal da rede.

Verifica-se assim que, quanto mais baixo é o nível de tensão, mais difícil é igualar as tensões num determinado ponto, para podermos fazer a ligação em paralelo, quer pela menor margem da diferença de tensões (ΔU) plausível para o mesmo, quer pela determinação das quedas de tensão em jogo nos circuitos (linhas), uma vez que para níveis mais baixos de tensão, temos correntes mais elevadas a circular, e portanto quedas de tensão maiores (ΔU) [7].

2.2.6.3.17 Utilização e aspetos construtivos

Ligação em estrela

Vantagem de ter neutro acessível, portanto com acesso a dois níveis de tensão (simples e composta), é utilizada especialmente na distribuição de energia em baixa tensão. Os seus enrolamentos necessitam de um isolamento inferior, quando comparado com a ligação em triângulo.

Ligação em triângulo

A corrente nos enrolamentos é $\sqrt{3}$ inferior às correntes nas linhas, permitindo enrolamentos com espiras de menor secção e portanto de mais fácil construção [7].

2.2.7 Cartas de rede

De seguida é apresentada uma breve abordagem à configuração das redes de distribuição recorrendo para o efeito a cartas de rede alusivas à forma como os PRE podem estar ligados às redes de distribuição.

O caso mais simples, apresentado na figura 29 corresponde à ligação de uma linha proveniente de uma SE (AT/MT) diretamente para o PRE, sem a presença de qualquer tipo de cargas entre estes dois elementos.

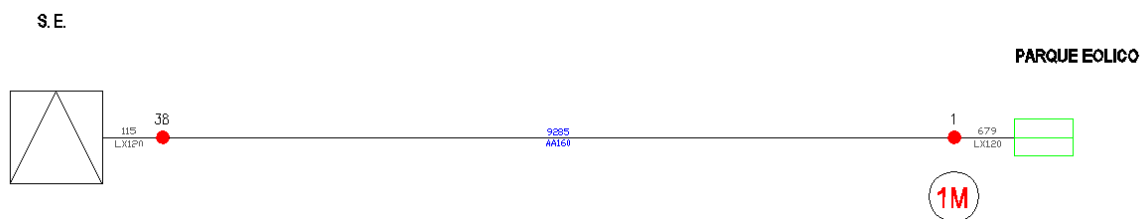


Figura 29 - Carta de rede de uma linha MT dedicada a um PRE

Legenda:

	Seccionador MT
	PRE
	Subestação AT/MT

Na figura 30 é apresentado o exemplo de uma ligação ligeiramente mais complexa, tratando-se de uma linha proveniente de uma SE (AT/MT) que alimenta um PT (MT/BT) e está ligada a dois PRE.

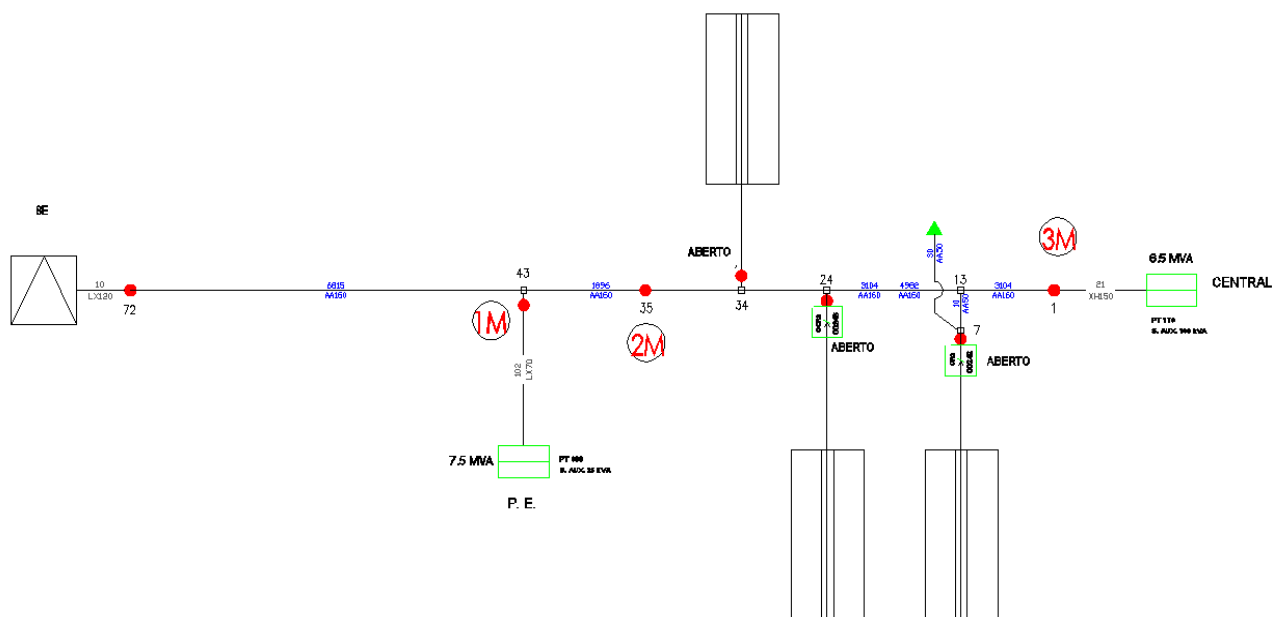


Figura 30 – Carta de rede de uma linha MT com alimentação de PT e ligação a 2 PRE

Legenda:

	Seccionador MT
	PRE
	Posto de Transformação MT/BT
	Subestação AT/MT
	Interligação MT
	OCR2 MT

O objetivo das figuras 29 e 30 é mostrar a forma como é constituída a rede de distribuição de uma forma resumida, sendo de referir que na esmagadora maioria dos casos, as linhas MT ligadas a PRE alimentam um elevado número de PT's.

2.2.8 Telecomando da rede MT

Atualmente todas as Subestações, bem como alguns órgãos na rede MT são controlados via telecomando. Esta inovação tecnológica permite prescindir do controlo presencial permanente de um operador de quadro em cada Subestação, bem como melhorar os indicadores de qualidade de serviço, uma vez torna possível o isolamento de troços com defeitos em poucos minutos, uma vez que se prescinde da deslocação de uma equipa para esse efeito, sendo que essa equipa terá de se deslocar de qualquer das formas no sentido de efetuar seccionamentos no terreno conducentes à identificação do elemento avariado e posterior isolamento e reparação.

2.2.9 Proteções e automatismos

2.2.9.1 Sistemas de Proteção implementados nas Subestações

O sistema elétrico de energia está sujeito a frequentes perturbações, desde a ocorrência de defeitos até à avaria de equipamentos. A função atribuída aos sistemas de proteção é a de detetar a ocorrência das referidas perturbações, limitando o seu impacto no sistema elétrico de energia.

É importante realçar que os sistemas de proteção não preveem incidentes nem os evitam, mas devem, no entanto, limitar as suas consequências e garantir a segurança das pessoas e dos equipamentos.

Os sistemas de proteção deverão assim possuir as seguintes características:

- Detetar o tipo de incidente;
- Possuir rapidez de resposta;
- Limitar a zona de ocorrência do incidente.

Aos sistemas de proteção modernos cabe-lhes o papel de vigiar o funcionamento da rede e de garantir a existência de uma exploração segura, com elevados índices de continuidade e qualidade de serviço, tornando necessário considerar os seguintes critérios:

- Definição da gama de defeitos a monitorizar, bem como das zonas e dos equipamentos a proteger;
- Adoção de uma filosofia clara de coordenação, estabelecendo uma relação entre a qualidade de serviço e a seletividade das proteções;
- Fiabilidade no desempenho das proteções, através da existência de uma filosofia de redundância.

Nas redes de energia ocorrem basicamente as seguintes situações:

- Curto-circuitos;
- Sobreensões à frequência industrial e de frente a pique;
- Subtensões;
- Sobrecargas;
- Desequilíbrios;
- Oscilações de potência;
- Variações de frequência.

2.2.9.1.1 Funções de Proteções Instaladas por Paine

Painel de Linha MT

Na figura 31 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções de um painel de Linha MT.

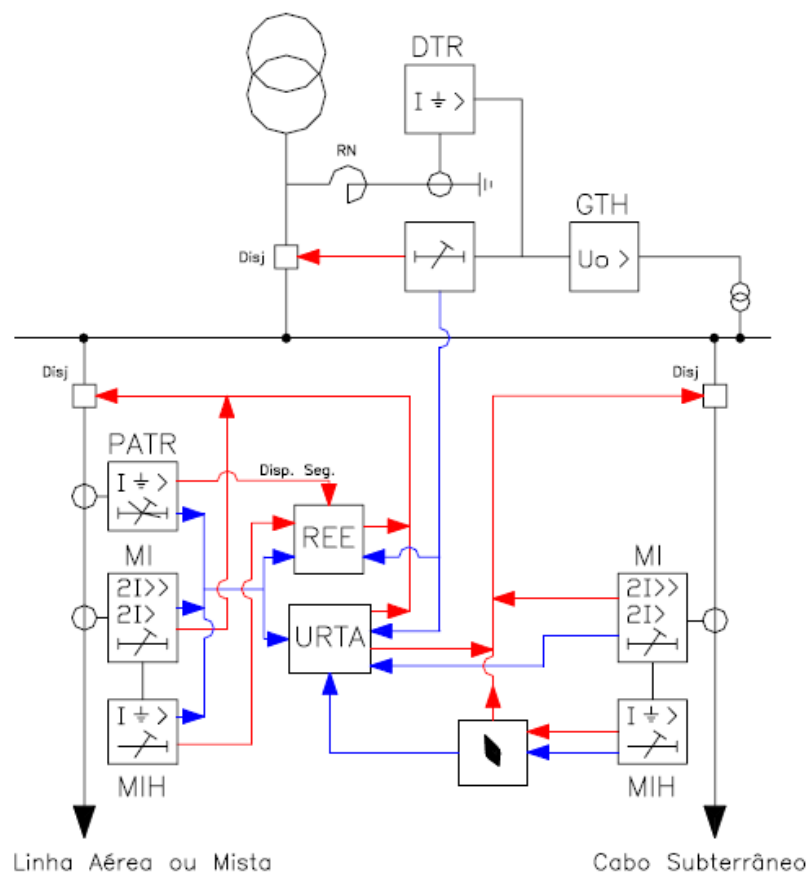


Figura 31 - Paine

Nos painéis de MT, estão normalmente instaladas as seguintes proteções:

- Duas proteções de máximo de intensidade, com funcionamento por tempo independente e com duas gamas de regulações normalmente reguladas para $1,3I_n$ e 0,5 s ($I >$) e $4I_n$ e 0,15 s ($I >>$);
- Uma proteção de máximo de intensidade homopolar, com funcionamento por tempo independente e reguladas para $1,3 I_{capac.}$, calculada para a linha em questão e 0,5 s;
- Uma proteção direcional de terras, sensível ao sentido do trânsito de potência que é conseguido pelo reconhecimento do ângulo de fase entre a tensão e a corrente, só emitindo ordem de disparo ao respetivo disjuntor quando o sentido do trânsito indica que o defeito se encontra na sua área de atuação. Esta proteção tem vindo a substituir a proteção de máximo de intensidade homopolar acima descrita;
- Nas saídas aéreas e mistas são utilizadas as denominadas PATR (Proteção Amperimétrica de Terras Resistentes), que consiste numa proteção homopolar de alta sensibilidade destinada a detetar os defeitos fase-terra de elevada resistência, até $12,4k\Omega$ (as mais recentes possuem a sensibilidade para detetar defeitos até $17,3k\Omega$), que ocorrem, com frequência, neste tipo de saídas. Esta proteção dispõe de uma curva de funcionamento de tempo muito inverso, o que garante a seletividade da saída de defeito com as das outras saídas MT, percorridas nessa ocasião por correntes homopolares capacitivas.
- Também é instalado nas saídas aéreas e mistas um religador dotado de um ciclo de religação rápido e de um lento, com duração de 0,3 s e 15 s, respetivamente. Caso a linha esteja equipada com IAR's, haverá um segundo ciclo de religação lenta. Estes ciclos de religação destinam-se a eliminar os defeitos de carácter fugitivo ou semi-permanente, que constituem a grande maioria dos defeitos que ocorrem naqueles tipos de redes. Mais recentemente esta função passou a ser desempenhada pela URTA.

Regimes de Funcionamento:

Na tabela 1 é feita a descrição sumária dos regimes de funcionamento do Painel de MT.

Tabela 1 - Regimes de funcionamento de Painel MT

Regime de Funcionamento	Descrição Sumária
Normal	Função de proteções temporizadas;
	Religação em serviço.
REE A	MI e MIH instantâneas;
	PATR e religações bloqueadas;
	DTR elimina defeitos à terra ao fim de 1,5 segundos.
	Ligação manual do disjuntor bloqueia o MI e o MIH durante um segundo.
REE B	MI instantâneo;
	MIH, PATR e religações bloqueadas;
	Ordem de disparo instantâneo dos disjuntores dos painéis MT com o arranque do DTR;
	Ligação manual do disjuntor bloqueia o MI durante um segundo.

Nas subestações equipadas com URTA, as ordens de disparo devido a atuação das proteções MI, MIH e PATR dos painéis de linha MT é efetuada por aquele equipamento, sendo a temporização dos disparos variável consoante o regime de exploração do referido painel e da programação do ciclo de religação:

- Painel em regime automático, função religação em serviço e sem religação: a URTA emite a ordem de disparo passado o tempo programado no parâmetro “tempo disparo temporizado” da sinalização instantânea (arranque) das proteções MI e MIH e da sinalização temporizada (disparo) do PATR;
- Painel em regime automático, função religação em serviço e com religação rápida e/ou religações lentas: a URTA inicia o programa de religação o tempo programado como “disparo instantâneo” ou “disparo temporizado” a partir da sinalização instantânea das proteções MI e MIH e da sinalização temporizada da PATR;
- Painel em regime manual ou função religação fora de serviço: a ordem de disparo emitida pela URTA fica inibida, sendo a ordem de disparo emitida pela própria proteção passado 0,7s da emissão da sinalização instantânea das proteções MI e MIH e passados 5s da emissão da sinalização temporizada da PATR (este último denominado disparo de segurança). O disparo de segurança encontra-se ainda em fase de implementação e nas subestações em que ainda não esteja, no caso da colocação do painel em regime manual ou a colocação da função religação fora de serviço, não

existirá o disparo do disjuntor do referido painel MT devido a atuação da PATR, vindo a disparar o disjuntor MT do(s) TP(s) passados 3 minutos do arranque do DTR.

Ainda nas subestações equipadas com URTA, no caso da atuação do patamar I>> da proteção MI ou do painel se encontrar em Regime Especial de Exploração a ordem de disparo é emitida pela própria proteção e em ambos os casos não existirão ciclos de religação.

Barramento de MT

Na figura 32 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções associadas ao Barramento de MT.

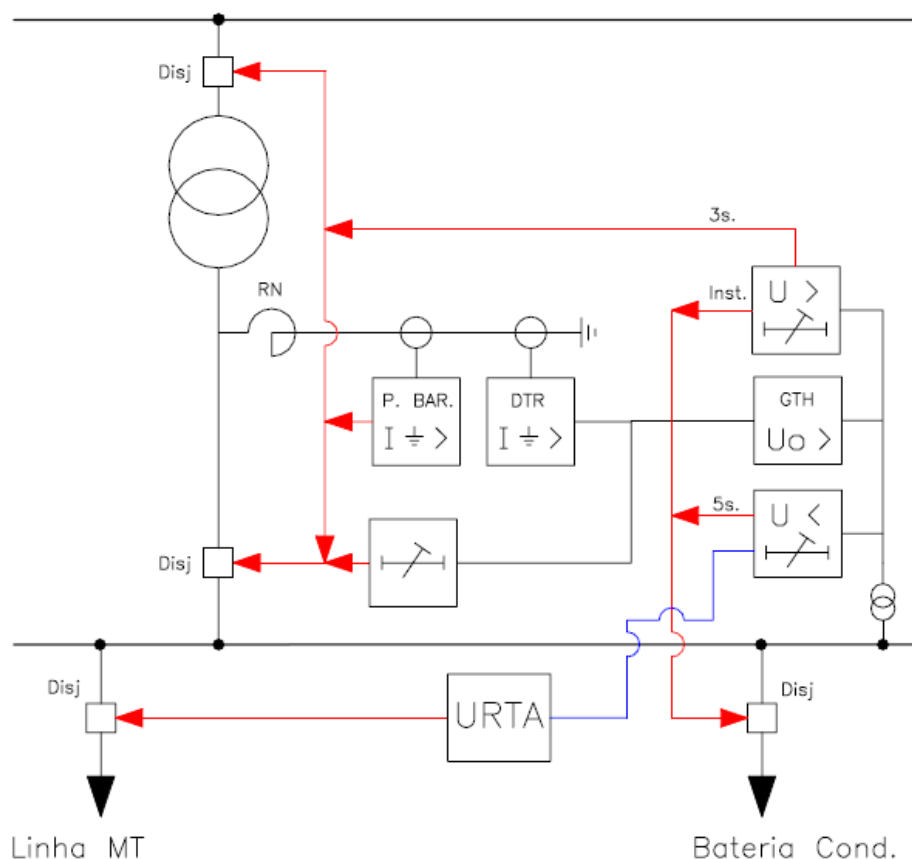


Figura 32 - Barramento de MT

Ao nível dos barramentos MT, estão instalados:

- Uma proteção de máximo de intensidade homopolar (homopolar de barras) de tempo independente, temporizada a 1,3 s (1,5 s nas subestações do Porto). Esta proteção deteta essencialmente defeitos fase-terra pouco resistivos localizados no barramento de MT e serve, ainda, como “backup” das proteções idênticas instaladas nos painéis das linhas de MT. A atuação desta proteção implica a saída de serviço dos transformadores ligados no barramento em que se detetou o defeito.

- Um detetor de terras resistivas (DTR) com o objetivo de detetar defeitos fase-terra resistivos (até $17,3\text{k}\Omega$) e de servir como “backup” das PATR’s das saídas de MT. Associado a esta proteção existe um relé, denominado relé de terras, que, tal como a proteção homopolar de barras, dará ordem de disparo aos disjuntores de MT e AT dos transformadores ligados no barramento em que se detetou o defeito. Por imposição regulamentar a temporização deste relé é de 3 minutos, só devendo ser excitado no caso de um defeito à terra no barramento MT ou por inoperância do PATR da linha em que ocorre um eventual defeito. O DTR funciona por deteção de corrente, quando o regime de neutro da subestação está à terra, sendo comutado para análise por tensões quando o regime de neutro passa a ser isolado. No caso de existir uma ou mais saídas MT em REE, a proteção destas linhas a nível de defeitos resistivos à terra, passará a ser efetuada pelo DTR, uma vez que este é mais sensível que a PATR;
- Nas subestações cujas saídas MT não estejam protegidas por PATR’s, existe associado a cada DTR, um pesquisador de terras resistentes. Nas subestações equipadas com PATR, uma vez que estas possuem uma temporização que pode atingir os 160 s, e que o defeito tem que ser eliminado ao fim de 180 s, não é possível implementar a pesquisa de terras.
- Proteção por mínimo de tensão origina, após um tempo de confirmação definido, o início do deslastre por falta de tensão (se existir). O temporizado da proteção por mínimo de tensão (5 s), determina o disparo da bateria de condensadores e a retirada de serviço do transformador de potência (caso não exista a função de deslastre);
- Proteção por máximo de tensão origina o disparo da bateria de condensadores. O temporizado da proteção por máximo de tensão (3 s) determina a retirada de serviço do transformador de potência.

Bateria de Condensadores

Na figura 33 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções de um painel de Bateria de Condensadores.

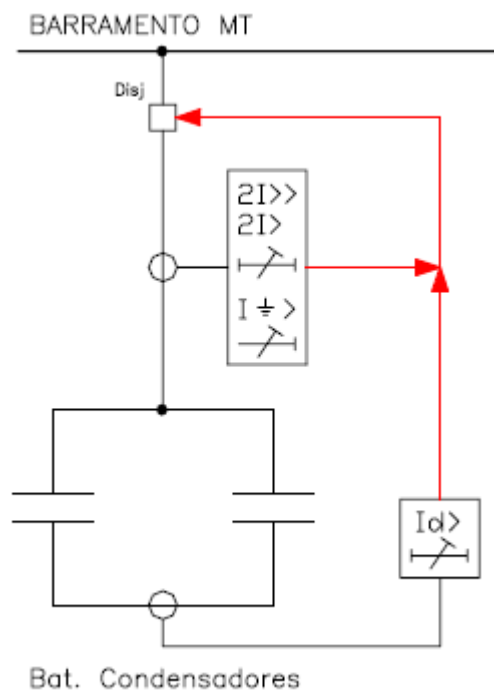


Figura 33 - Bateria de Condensadores

As respetivas proteções são:

- Uma proteção de desequilíbrio, que tem a função de detetar situações de defeito interno das baterias, como por exemplo, a danificação de um elemento. Esta proteção é do tipo homopolar e a ela está associada uma regulação e tempo de alarme e uma regulação e tempo de disparo:
 - Nível de alarme: regulado para 1,2A e 5 s;
 - Nível de disparo: regulado para 1,8A e 0,1 s.
- Duas proteções de máxima intensidade e uma homopolar de tempo independente, ou em alternativa, três proteções de máxima intensidade de tempo independente para proteger a bateria contra curto-circuitos. A temporização destas proteções é de 3s e a sua regulação é efetuada com base nas características dos escalões das baterias de condensadores (normalmente 1,3 In);
- Encravamento de ligação (10 minutos).

Transformador de Potência

Na figura 34 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções de um painel do Transformador de Potência.

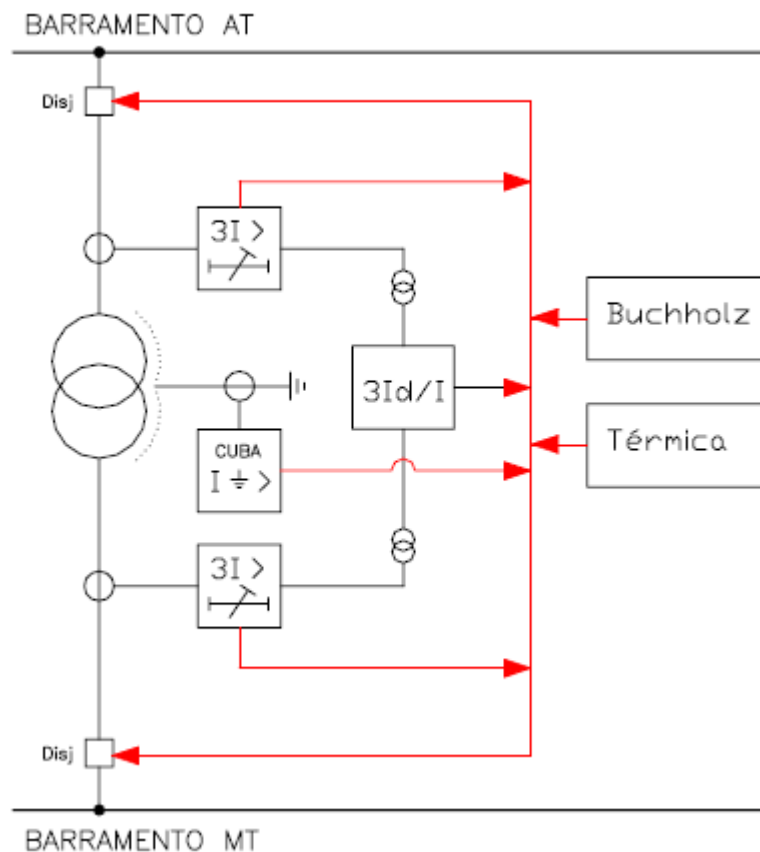


Figura 34 - Transformador de Potência

As proteções associadas ao TP são:

- Dois conjuntos de três proteções de máxima intensidade, de tempo independente reguladas a 0,9 s, um deles colocados na MT e o outro na AT. Estas proteções têm como objetivo a eliminação de defeitos localizados entre as barras de AT e as de MT, desempenhando, ainda, um papel de reserva relativamente as proteções semelhantes que estão instaladas nos painéis de MT;
- Uma proteção diferencial que, a partir da comparação das correntes dos dois lados do transformador, rapidamente deteta uma situação de anomalia ou de defeito na zona protegida. Por vezes, esta é substituída pela proteção de cuba, que deteta falha no isolamento do transformador. Estas proteções provocam o disparo instantâneo dos disjuntores de MT e AT que protegem o transformador, retirando o mesmo de serviço;

- Uma proteção própria do transformador, designada por Buchholz, que deteta os gases gerados quando ocorrem defeitos internos de isolamento e tendo um nível de alarme e outro de disparo. Esta proteção quando atuada origina a retirada instantânea do TP;
- Uma proteção de temperatura do óleo do transformador com o patamar de alarme e outro de disparo;
- Uma proteção de imagem térmica, onde são combinadas as medidas da temperatura e da carga do transformador.

Barramento de AT

Na figura 35 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções associadas ao Barramento de AT.

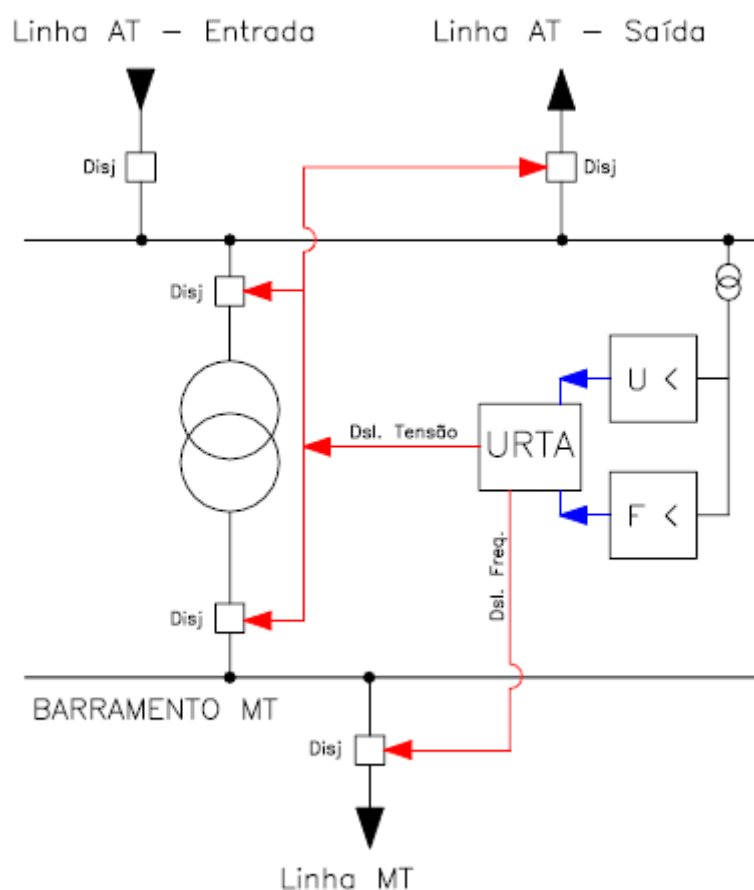


Figura 35 - Barramento de AT

Neste barramento são instaladas as seguintes proteções:

- Uma proteção de mínimo de frequência e um automatismo de deslastre / relastre de frequência. Este conjunto tem por finalidade deslastrar seletivamente a carga, no caso de um abaixamento da frequência da rede, e restabelecer a alimentação quando as condições normalizarem, através de ordem voluntária. Esta proteção pode ser aplicada

ao barramento I AT ou ao barramento II AT através de um comutador existente na subestação;

- Um automatismo de deslastre/relastre de mínimo de tensão em AT que, a seguir ao desaparecimento da tensão no barramento AT e após uma temporização adequada, desliga as linhas AT definidas como de saída, assim como os transformadores e repondo-os em serviço quando a tensão reaparece.

Linhas AT

Na figura 36 é apresentado o diagrama representativo do princípio de funcionamento das proteções de um painel de Linha AT.

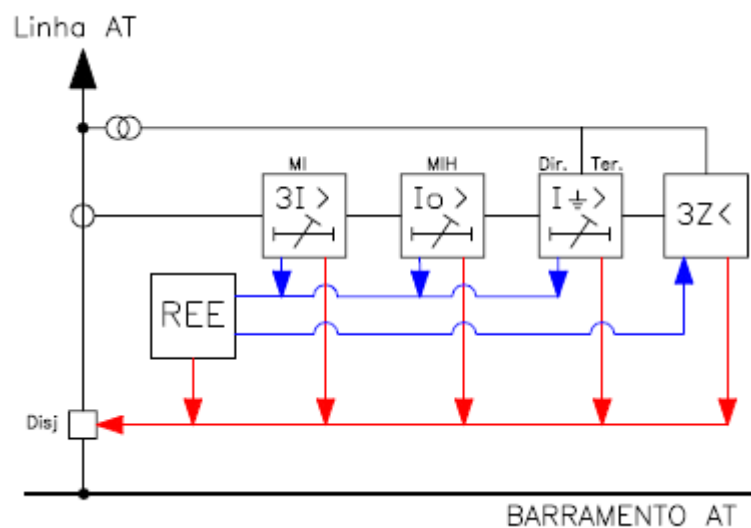


Figura 36 - Linhas AT

Nas linhas de 60kV as proteções normalmente instaladas são:

- Uma proteção de distância que constitui a proteção principal, possibilitando a deteção de defeitos entre fases e fase-terra, embora pouco resistivos (inferiores a 150Ω). A sua característica tempo distância permite obter um funcionamento rápido e seletivo, sem comparação com qualquer outro tipo de proteção. Devido a sua importância ser-lhe-á dedicada um capítulo mais adiante;
- Três proteções de máximo intensidade, de tempo independente, temporizadas a 1,6 s, servindo como complemento das proteções de distância. Detetam qualquer tipo de defeito pouco resistivo;
- Uma proteção direcional de terras, com uma temporização mínima de 0,5 s (por forma a permitir que a PD elimine o defeito por intermédio de uma religação rápida) e um escalonamento temporal mínimo de 0,3 s e aumento de 20% da corrente regulada;

- Uma proteção MIH de grande sensibilidade e de tempo independente, que permite a realização de TET (trabalhos em tensão);
- Um verificador de sincronismo, que compara as tensões, frequências e desfasamentos das duas redes associadas a cada um dos lados do disjuntor. Esta função é utilizada quando existem produtores interligados num qualquer painel AT, sendo verificadas as condições de fecho do disjuntor. Esta operação será efetuada com sucesso se uma das redes se encontrar sem tensão.

Regimes de Funcionamento:

Na tabela 2 é feita a descrição sumária dos regimes de funcionamento do Pannel de AT.

Tabela 2 - Regimes de funcionamento de Pannel AT

Regime de Funcionamento	Descrição Sumária
Normal	PD sem ou com alongamento do 1º escalão e neste último com a religação em serviço;
	MI e direcional de terras temporizadas;
	MIH bloqueada
REE	PD com alongamento do 1º escalão e sem religação;
	MI, MIH e direcional de terras instantâneas;
	Ligação manual do disjuntor inibe por 1 segundo a atuação do MI, MIH e direcional de terras.

2.2.9.1.2 Coordenação de Proteções

A filosofia adotada para a coordenação baseia-se, essencialmente, num escalonamento temporal. A regulação da grandeza vigiada é feita de modo a garantir que, para um defeito a jusante duma dada proteção, as proteções a montante só atuem se a proteção em causa também tiver atuado.

De um modo geral, utiliza-se um escalonamento de 0,5 s nas proteções de máxima intensidade e nas proteções de máximo de intensidade homopolar.

Esta filosofia de seletividade, a que também se chama de cronológica, é extremamente eficaz. Tem, contudo o inconveniente de, à medida que se sobe na cadeia e, portanto, os curto-circuitos se tornam mais violentos, o tempo de eliminação dos defeitos é cada vez maior.

Este problema não se verifica para curto-circuitos nas barras de AT das subestações equipadas com proteções de distância, já que para defeitos aí localizados, a protecção da linha que alimenta este barramento, em alongamento do primeiro escalão, dará uma ordem instantânea de disparo.

No entanto, para resolver este problema na restante instalação, nas subestações do tipo numéricas é utilizada a aceleração das proteções, que se baseia no seguinte princípio, se uma

dada proteção arranca sem que o mesmo aconteça às proteções a jusante, então o defeito está situado na zona por ela protegida. Nestas situações não há necessidade de se manter a coordenação, pelo que a temporização do disparo terá que ser unicamente a suficiente para confirmar que nenhuma das proteções dos andares inferiores arrancou.

Proteção de Distância

Como já foi mencionado, esta proteção constitui a principal proteção das linhas de 60kV, possibilitando a deteção de defeitos entre fases e monofásicos pouco resistivos (inferiores a 150Ω).

As suas principais vantagens são:

- Só utiliza informações obtidas localmente (intensidades de corrente e tensões);
- Inserida numa rede de distribuição, a proteção de distância constitui um sistema
- de elevada seletividade e redundante;
- Direcional.

Para o seu correto funcionamento é necessário conhecer o valor de diversos parâmetros, entre os quais:

- A impedância característica do troço de linha a ser protegido;
- A impedância mínima esperada para a carga, que é calculada a partir da intensidade máxima admissível da linha e do fator de potência esperado;
- A sensibilidade desejada, podendo esta diferir para os defeitos entre fases e os monofásicos.

A partir destes dados, a proteção elabora a característica de arranque de um escalão conforme podemos observar na figura 37.

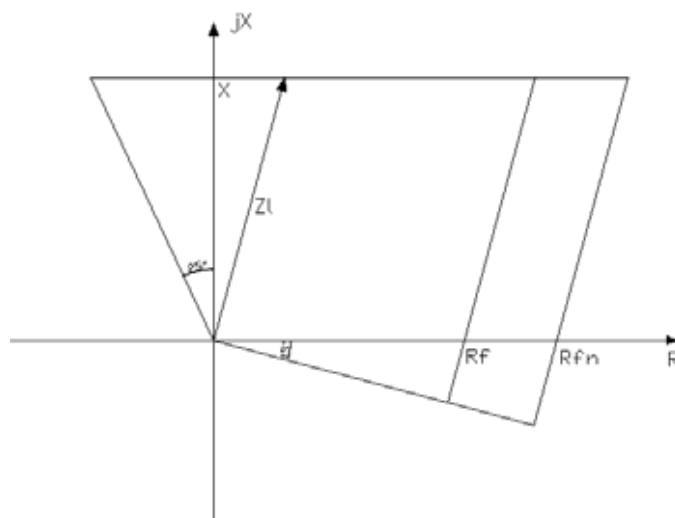


Figura 37 - Característica de arranque da REL 511

As proteções permitem a utilização de cinco escalões, tendo sido definido a utilização de apenas três destes mais um quarto para o alongamento do primeiro escalão.

O primeiro escalão destina-se a eliminar defeitos na linha a que a proteção de distância está associada, enquanto os escalões seguintes detetam defeitos mais distantes, nas linhas a jusante, servindo de reserva às proteções próprias dessas linhas. O alongamento do primeiro escalão, além de resolver problemas de seletividade que surgem quando a alimentação é feita por linhas em paralelo, permite, também, eliminar instantaneamente os defeitos que ocorrem em toda a extensão da linha vigiada.

Normalmente, para um defeito no primeiro escalão, é efetuada uma religação rápida, seguida de um disparo definitivo se o defeito se mantiver. Os defeitos situados no segundo e terceiro escalão originam sempre um disparo definitivo. A utilização da religação é obrigatória se houver alongamento do primeiro escalão, exceto se em REE.

A introdução dos valores da impedância característica dos troços de linha a ser protegidos, de forma a serem definidos os escalões de proteção, é feita de forma a garantir a seletividade, sendo para isso utilizado:

- Para o primeiro escalão: instantâneo e regulado para 85% da impedância do primeiro troço da linha (120% se utilizar o alongamento do escalão);
- Para o segundo escalão: 0,5 s e regulado para o comprimento da linha mais 85% do primeiro escalão da linha seguinte;
- Para o terceiro escalão: 1,0 s e regulado para o comprimento da linha mais 85% do segundo escalão da linha seguinte;

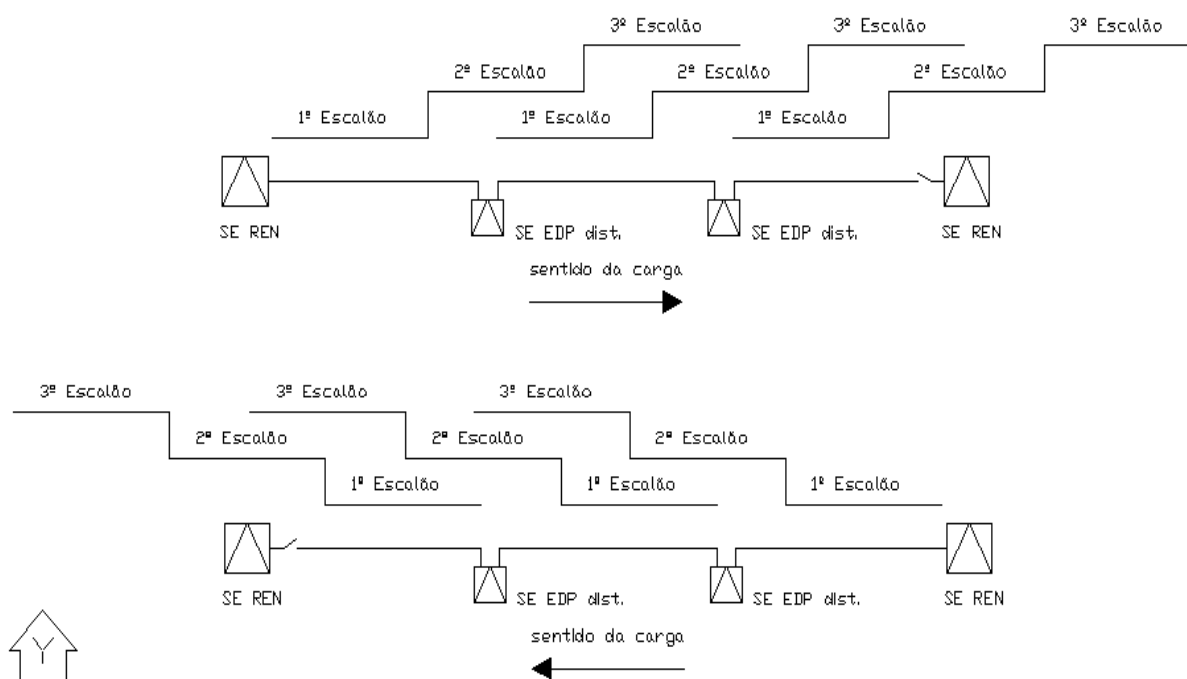


Figura 38 - Escalões das proteções

A proteção está constantemente a calcular as componentes resistiva e reativa da impedância da rede a jusante, através dos valores medidos da corrente e da tensão, comparando-as com a característica de arranque enviando um sinal de disparo caso a impedância calculada se encontre dentro da área de arranque, com a temporização atribuída a cada escalão.

2.2.10 Sistemas de Automatismos

As funções de automatismos são uma sequência de operações elementares programadas e realizadas após o aparecimento de um estímulo interno ou externo, de acordo com um conjunto de condições definidas no programa da função, executando assim, sequências de manobras ou ações anteriormente realizadas manualmente pelos operadores, mas de maneira mais rápida e fiável.

A sequência de operações é programada num equipamento denominado autómatos ou, antigamente, por um conjunto de relés e lógica cablada, que se encarrega posteriormente de as realizar, sempre que são necessárias. A função é iniciada a pedido do operador ou após a existência de um conjunto de condições definidas no programa da função.

2.2.10.1 Automatismos usados nas Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Os automatismos utilizados no controlo das redes de distribuição de energia elétrica podem ser divididos essencialmente em dois tipos:

- Automatismos de painel,
- Automatismos gerais.

Os automatismos de painel recebem informações e atuam individualmente em cada painel, funcionando de modo independente, não interagindo com qualquer outro automatismo do mesmo tipo de outro painel.

Um automatismo geral, por seu lado, utiliza estímulos de um ou vários painéis diferentes e atua geralmente sobre mais do que um painel.

As funções de automatismo ainda podem ser implementadas de duas maneiras:

- Como funções discretas,
- Como funções integradas.

No modo discreto, as funções são implementadas independentemente umas das outras, sendo geralmente mesmo implementadas por equipamentos diferentes para cada tipo de função ou painel, ficando, deste modo, mais difícil a coordenação entre as funções implementadas, mas com a vantagem de permitir o funcionamento de todas as outras funções quando o equipamento que realiza uma delas se encontra avariado.

No modo integrado, várias funções são implementadas pelo mesmo equipamento ou, de algum modo, interagem umas com as outras.

2.2.10.1.1 Equipamentos que Implementam as Funções de Automatismo

As funções de automatismo são uma sequência de operações elementares programadas e realizadas após o aparecimento de um estímulo interno ou externo, executando assim manobras ou ações anteriormente realizadas manualmente pelos operadores.

As funções de automatismo existentes nas instalações são implementadas por vários equipamentos, dependendo dessa implementação, da altura em que a instalação foi construída ou remodelada.

Assim, para realizar a Função de Religação nas linhas de MT, existem, nas instalações clássicas, religadores eletromecânicos. Nas instalações com autómato, a função religação é efetuada por este equipamento.

A implementação de Proteções de Distância permitiu também utilizar a Função Religação nas linhas de AT, sendo realizada atualmente pela própria proteção.

A função Pesquisa de Terras Resistentes é implementada, nas instalações clássicas, por equipamentos eletromecânicos designados por pesquisadores. Nas instalações com autómato, a Pesquisa de Terras é realizada por este equipamento.

Entretanto, apareceram proteções individuais designadas por Proteção Amperimétrica de Terras Resistentes para linhas de MT que, por detetarem imediatamente a linha em defeito, dispensam a existência da função Pesquisa de Terras Resistentes. Assim, esta função tem sido cada vez menos utilizada, estando prevista a sua utilização apenas como recurso às proteções individuais.

Para efetuar a função Regulação de Tensão têm sido usados pequenos autómatos analógicos, conhecidos por automatismo de regulação de tensão automático (ARTA). Com o aparecimento do Autómato de Subestação, esta função passou a ser realizada por este equipamento, ficando os ARTA apenas a funcionar como recurso.

O Autómato permitiu também realizar, para além das funções clássicas já referidas, um conjunto de outras novas funções, aparecendo as funções de Registo Cronológico de Acontecimentos, Deslastre/Relastre de Tensão dos barramentos AT e MT, Deslastre/Relastre por desvio de Frequência e Controlo Horário da Bateria de Condensadores.

Função Registo Cronológico de Acontecimentos

Destina-se a permitir a reconstituição do historial das sequências de ocorrências nas instalações de distribuição, a qual reveste de grande importância para a exploração, especialmente em situações de perturbação, visto as ocorrências se sucederem em intervalos de tempo muito curtos.

O automatismo funciona associado a uma função cronométrica (relógio), o que lhe permite registar não só o acontecimento, mas também o instante do seu aparecimento.

Os acontecimentos normalmente registados são o funcionamento dos relés de proteção, as mudanças de posição dos aparelhos como disjuntores e seccionadores, aparecimento de alarmes, entre outros.

Função Religação

A função Religação destina-se a criar condições para a eliminação automática dos defeitos fugitivos e dos defeitos semi-permanentes em linhas de MT, assegurando a reposição do serviço após uma interrupção curta, sem intervenção do pessoal operador.

Existem seis modos de funcionamento, descritos na tabela 3.

Tabela 3 - Função de Religação de Painel MT

Modos de Funcionamento	Descrição Sumária
1	Religação Inibida
2	1 Religação rápida
3	1 Religação lenta
4	2 Religações lentas
5	1 Religação rápida + 1 Religação lenta
6	1 Religação rápida + 2 Religações lentas

Nos modos de funcionamento 5 e 6, que incluem os dois tipos de religações, a religação rápida precede sempre a(s) religação(ões) lenta(s).

Tipicamente, 30 ms após o defeito é desencadeada a religação rápida, a primeira religação lenta é desencadeada nos 15 s subsequentes e decorridos mais 15 s é desencadeada a segunda religação lenta.

O modo de funcionamento pode ser selecionado individualmente para cada uma das linhas MT da subestação, com total independência do modo selecionado para qualquer das outras.

Nos painéis de linha de MT, a função religação é inibida no caso de arranque de proteções no seguimento de uma manobra manual de ligação do disjuntor e, se antes do ciclo de religações ter sido concluído, a proteção que a originou entrar em repouso, a função religação permanecerá em *standby* durante 10 segundos, retomando o ciclo de religações a partir do ponto onde parou se durante aquele período ocorrer novo arranque de proteções.

Os parâmetros da função religação são os seguintes:

- Tempo isolamento rápido: tempo em que o disjuntor permanece desligado durante uma religação rápida;
- Tempo isolamento lento: tempo em que o disjuntor permanece desligado durante uma religação lenta. Este parâmetro poderá ser diferente para cada ciclo lento (isolamento da primeira religação lenta e isolamento da segunda religação lenta);

- Disparo instantâneo: tempo que o automático espera a partir do arranque da proteção (Máxima Intensidade ou Máxima Intensidade Homopolar) para desencadear uma religação rápida;
- Disparo temporizado: tempo que o automático espera a partir do arranque da proteção (Máxima Intensidade ou Máxima Intensidade Homopolar) para desencadear uma religação lenta;

Na figura 39, mostra-se o modo de funcionamento da função religação, indicando-se os períodos considerados para a atuação do disjuntor.

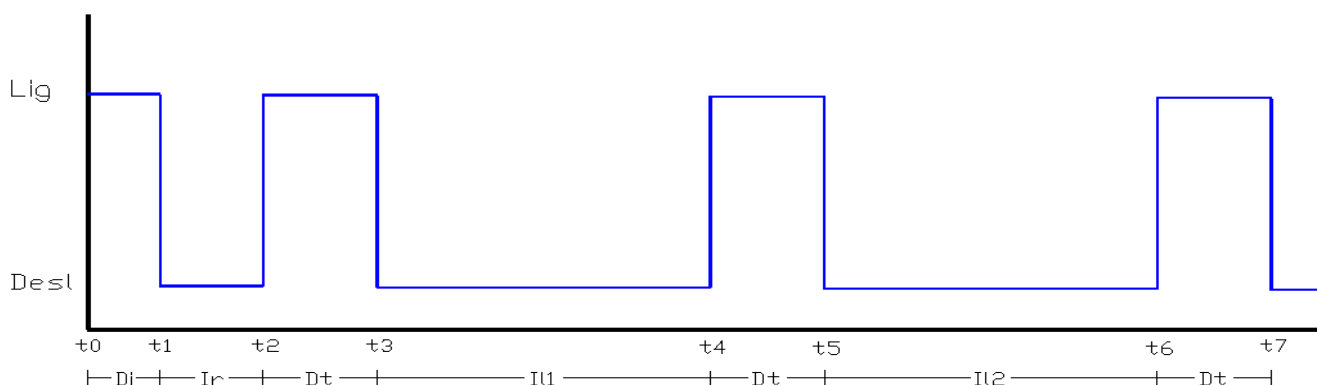


Figura 39 - Função Religação

Na figura 39 considera-se que:

Di: Tempo de disparo instantâneo;

Ir: Tempo de isolamento rápido;

Dt: Tempo de disparo temporizado;

Il1: Tempo de isolamento na primeira religação lenta;

Il2: Tempo de isolamento na segunda religação lenta.

Função Deslastre por Mínimo de Frequência

Esta função destina-se a tentar evitar o afundamento geral da rede em caso de diminuição da frequência, abaixo de valores pré-fixados, devido a incidentes nas redes de Produção e de Transporte de Energia Elétrica, causada por uma rutura do equilíbrio produção-consumo. Para o efeito as cargas alimentadas pela subestação (linhas de MT) são agrupadas em dois conjuntos conforme a sua importância e prioridade, correspondendo a cada conjunto um escalão de baixa frequência, sendo desligadas de cada vez as linhas incluídas em cada escalão.

Quando a frequência voltar ao valor normal a função Reposição por Frequência executa a ligação das linhas anteriormente desligadas, sendo porém, necessária uma ordem voluntária, emitida localmente ou no Posto de Comando (via telecomando) de desencravamento da reposição.

A deteção do abaixamento e da normalização da frequência é assegurada por dispositivos de proteção exteriores ao Autómato – relés de frequência associados ao barramento de AT.

Conforme é indicado na tabela 4, esta função de automatismo possui três modos de funcionamento, que podem ser escolhidos separada e independentemente para cada escalão.

Tabela 4 - Função Deslastre por Mínimo de Frequência

Regime de Funcionamento	Deslastre	Reposição
1	Fora de serviço	Fora de serviço
2	Em serviço	Fora de serviço
3	Em serviço	Em serviço (apenas durante a execução do ciclo de relastre)

Função Deslastre de Tensão

Esta função agrupa vários automatismos que têm em comum o facto de serem desencadeados pela falta ou pelo regresso da tensão a um barramento ou semi-barramento AT ou de MT no caso do barramento ser seccionado através de seccionadores, interruptores ou disjuntores.

Destina-se basicamente a evitar a realimentação brusca da totalidade dos circuitos ligados a um barramento, ou semi-barramento, em caso de regresso da tensão consecutivo a uma falta, e a permitir que a realimentação possa ser feita gradualmente com vista a reduzir os picos das correntes de ligação. Para o efeito os circuitos ligados ao barramento, ou semi-barramento, são desligados em caso de se ter esgotado o tempo de confirmação da falta de tensão, sendo religados sequencialmente, a partir de uma lista de prioridades, após o regresso confirmado da tensão.

A deteção da falta e do regresso da tensão é assegurada por dispositivos de proteção ao Autómato – relés de mínimo de tensão alimentados pelos transformadores de tensão do barramento, ou semi-barramento.

Os programas de Deslastre e Reposição poderão ser postos em serviço ou fora de serviço independentemente da escolha feita para o outro, tendo em atenção porém, que o programa de Reposição só pode ser ativado se o programa de Deslastre o tiver sido previamente. Na tabela 5, são mostrados os três modos de funcionamento desta função.

Tabela 5 - Função Deslastre por falta de Tensão/Reposição por regresso da Tensão

Regime de Funcionamento	Deslastre AT ou MT	Reposição AT ou MT
1	Fora de serviço	Fora de serviço
2	Em serviço	Fora de serviço
3	Em serviço	Em serviço

Os parâmetros das funções deslastre e relastre por tensão são os seguintes:

- Confirmação “falta de tensão”: tempo que o automatismo aguarda, desde que a tensão viola o patamar predefinido ($U < 0,85\% U_n$), para desencadear o deslastre,
- Confirmação “aparecimento de tensão”: tempo que o automatismo aguarda, desde a normalização do valor da tensão, para desencadear o relastre,
- Tempo de passagem: período de tempo de espera entre a emissão da ordem de ligar ao disjuntor de um determinado painel e a emissão da ordem de ligar ao disjuntor do painel seguinte. (apenas utilizado durante a reposição).

Função Regulação de Tensão

A função Regulação de Tensão, no âmbito das subestações de distribuição AT/MT, destina-se basicamente a manter a tensão de um barramento, ou semi-barramento, MT num domínio de valores pré-fixados, compensando os efeitos das variações do valor da tensão primária e das quedas de tensão em carga no(s) transformador(es) que alimenta(m) o barramento ou semi-barramento em questão.

A tensão do barramento é permanentemente comparada com um valor de referência, emitindo uma ordem de “subir” ou de “descer” ao(s) dispositivo(s) de comando do(s) comutador(es) de tomadas em serviço do(s) transformador(es) que alimenta(m) o barramento em questão, sempre que o desvio máximo admissível for excedido durante um tempo pré-fixado.

O módulo funcional básico acima sumariamente descrito é complementado com outros módulos, dos quais os principais são:

- A compensação da queda de tensão em linha, destinada a manter constante a tensão no extremo de um circuito a jusante do ponto onde é efetuada a medida, para que a queda de tensão nesse circuito (normalmente uma linha de saída) seja simulada para afetarem a comparação entre a tensão medida e o valor de referência,
- O controlo do funcionamento de transformadores em paralelo mediante a minimização da circulação de potência reativa,
- A interação com as funções Deslastre/Reposição por Tensão e Deslastre/Reposição por Frequência, para prevenir a ultrapassagem do valor máximo admissível da tensão devido à diminuição da carga provocada pelo Deslastre,
- A interação com a função Comando de Baterias de Condensadores (caso exista), para prevenir a ultrapassagem do valor máximo admissível da tensão devido à subida provocada pela ligação da bateria,
- O controlo da boa execução das ordens de “subir” e de “descer” emitidas pela própria função.

A função de Regulação de Tensão pode funcionar em dois regimes distintos: manual e automático.

No regime **Manual**, com a ação da função inibida, permite o comando voluntário do comutador de tomadas em serviço. Enquanto que no regime **Automático**, inibindo o comando voluntário, permite a atuação da função Regulação de Tensão.

No caso da subestação estar a ser explorada com os barramentos, ou semi-barramentos, de média tensão separados, é possível a escolha de regimes de funcionamento diferentes para cada um dos barramentos. Neste caso, estando um barramento no regime Automático e o outro no regime manual, se vierem a ser interligados mediante o fecho do disjuntor de paralelo (ou de fecho) de barras, o regime **Automático** prevalecerá sobre o regime **Manual** e passará a abranger todos os transformadores ligados ao barramento único resultante da interligação.

Os parâmetros da regulação de tensão são os seguintes:

- Tempo independente: intervalo de tempo que o automatismo aguarda após a violação do desvio admissível para emitir um comando ao regulador em carga,
- Tempo inverso: definição igual à do tempo independente mas o tempo de espera é menor, sendo utilizado durante a função relastre,
- Manobra Comutador: tempo programado no autómato para a realização de uma manobra, que caso ultrapassado provoca o bloqueio da regulação,
- Tensão de base: valor de referência de tensão a partir do qual é definido um intervalo para a regulação,
- Desvio admissível: define o limite superior e inferior, a partir dos quais ocorre uma atuação do automatismo,
- Tensão de bloqueio: abaixo da qual o autómato bloqueia a regulação automática,
- Bateria de Condensadores: variação da tensão de base aquando da manobra de ligação/desligação dos escalões das baterias de condensadores pela função de comando das mesmas.

Função Comando de Baterias de Condensadores

A função de automatismo Comando de Baterias de Condensadores destina-se a provocar a ligação ou a desligação dos disjuntores dos painéis de baterias de condensadores de MT de modo a compensar o trânsito de energia reativa existente na rede.

Uma vez que o valor da energia reativa não é constante ao longo do tempo, foram adotados essencialmente dois modos de implementação no sentido de otimizar a utilização das baterias de condensadores.

A implementação mais usual existente nas subestações, e que está atualmente implementada no Autómato, é a do Controlo Horário de Baterias de Condensadores.

Neste modo de funcionamento, as Baterias de Condensadores são ligadas e desligadas a horas pré-definidas, de acordo com uma tabela definida no Autómato, e que podem ser diferentes para os diferentes dias da semana.

Outro processo de implementar a função de controlo das Baterias de Condensadores é através da utilização de um relé que efetua o cálculo do valor da energia reativa a cada momento e que determina assim se é necessário ou não colocar ou retirar um ou vários escalões de baterias de condensadores. Este relé, chamado relé varimétrico, está a ser instalado nas novas subestações ou na remodelação de subestações existentes, embora de momento não esteja ainda implementada a sua coordenação com o funcionamento do Autómato.

Existe um encravamento que não permite a religação do disjuntor durante 10 minutos, após a abertura deste por comando voluntário local ou à distância ou por comando automático ordenado por qualquer uma das funções de automatismo. Este encravamento tem como objetivo permitir a descarga completa dos condensadores.

Função Pesquisa de Terras Resistentes

Esta função de automatismo destina-se a identificar automaticamente por tentativas, em coordenação com a função Religação, o circuito de MT onde se verificou um defeito à terra que não é detetável pelos relés de proteção individual, selectiva, dos próprios circuitos. A deteção de tais defeitos é assegurada por um dispositivo de proteção exterior ao Autómato denominado Detetor de Terras Resistentes (DTR).

Os circuitos identificados como defeituosos são desligados definitivamente e os circuitos sem avaria são repostos em serviço.

A função Pesquisa de Terras tem sido assegurada, nas subestações mais antigas, isto é, sem autómato, por um dispositivo eletromecânico denominado Pesquisador de Terras, que funciona em coordenação com os relés de religação ou religadores das linhas de MT.

Recentemente, com o aparecimento e instalação nas subestações novas ou remodeladas de proteções individuais de linha que permitem identificar imediatamente a linha em defeito, esta função passou a ser usada apenas como recurso a essas proteções.

Na tabela 6, encontram-se os três modos de funcionamento da Função Pesquisa de Terras Resistentes.

Tabela 6 - Função Pesquisa de Terras Resistentes

Modo de Funcionamento	Descrição Sumária
1	Pesquisa fora de serviço
2	Pesquisa em serviço - 1ª fase
3	Pesquisa em serviço - 1ª, 2ª e 3ª fase

O modo de funcionamento de cada uma das linhas de MT em relação à função Pesquisa de Terras poderá ser de dois tipos:

- Com pesquisa;
- Sem pesquisa.

Esta seleção é feita individualmente para cada uma das linhas com total independência da seleção feita para qualquer uma das outras. Com isto, por exemplo, pretende-se evitar que a função Pesquisa de Terras atue sobre linhas subterrâneas, onde a probabilidade de ocorrência de defeitos resistivos à terra é bastante inferior às linhas aéreas.

A cada uma das linhas de MT da subestação será atribuído um grau de prioridade que definirá a ordem pela qual as linhas serão sujeitas às operações elementares – disparos e religações – da função pesquisa de terras.

A seguir serão descritas, de forma resumida, as três fases da função Pesquisa de Terras:

Primeira fase

Ao ser detetado um defeito à terra resistivo, e expirada a temporização de início da pesquisa, dar-se-á o início a disparos sequenciais às diversas linhas de MT, com recurso ao programa da religação rápida da função religação, começando pela linha de menor prioridade.

Se durante o tempo de isolamento de uma linha o detetor de terras continuar atuado, significa que o defeito não é naquela, voltando a pô-la em serviço, passando, depois de finalizada a temporização de passagem, para a linha seguinte.

No entanto, se durante o tempo de isolamento de uma linha o detetor de terras entrar em repouso, significando que esta é a linha defeituosa, as operações são assumidas pela função Religação.

Segunda fase

Esta fase só será realizada caso não tenha sido possível detetar o defeito na primeira fase, e que o modo de funcionamento escolhido seja o 3.

As operações iniciais da segunda fase incidem sobre as linhas incluídas na pesquisa cujos modos de funcionamento o permitam e cujos disjuntores estejam fechados, caso contrário a linha em questão não será pesquisada na segunda fase.

Serão emitidas ordens simultâneas de disparo instantâneo aos disjuntores daquelas linhas, sendo que se o defeito permanece e tiverem sido desligadas todas as linhas alimentadas pelo barramento, conclui-se que o defeito é no barramento, sendo dada a ordem de retirada de serviço do(s) transformador(es) que alimenta(m) o barramento em questão, se o defeito permanece e mantêm-se ligados disjuntores de painéis de linhas alimentadas pelo barramento cujo DTR atuou, devido ao facto que o modo de funcionamento selecionado para estas não permitir a pesquisa, a identificação automática do defeito não será possível, sendo emitido

uma sinalização e as linhas não pesquisadas serão assinaladas com vista à sua desligação por manobra voluntária local ou a distância.

Se o defeito resistente deixou de ser “visto” pelo detetor, conclui-se que o defeito era numa das linhas desligadas e seguir-se-á a terceira fase.

Terceira fase

Terá lugar se o detetor de terras entrar em repouso na sequência da segunda fase. As linhas cujo disjuntor foi desligado no início da segunda fase serão repostas sequencialmente ao serviço de acordo com a ordem de prioridades definida. Após a reposição em serviço de cada uma das linhas e uma pausa de 200 ms, será verificado o estado do detetor de terras:

- Se o detetor se mantiver desexcitado, conclui-se que não é a linha defeituosa,
- Se o detetor voltou a excitar, e caso a proteção da linha em questão não tiver atuado após o fecho do disjuntor, conclui-se que o defeito é na linha em questão, sendo emitida uma ordem de disparo instantâneo ao disjuntor da linha em questão, emitindo a respetiva sinalização.

Após a pesquisa da terceira fase e o detetor não tiver voltado a excitar, conclui-se que o defeito resistente foi “eliminado”, pelo que a função Pesquisa de Terras regressará ao repouso.

Os parâmetros da função pesquisa de terras resistentes são os seguintes:

- Prioridade: define a ordem pela qual as linhas serão sujeitas às operações elementares (disparos e religações) da função pesquisa de terras,
- Terra temporizada: período de tempo entre a atuação do contacto instantâneo do DTR para o início das operações da primeira fase da pesquisa,
- Tempo de passagem: período de tempo de espera entre o término de uma operação da função sobre uma determinada linha e o início das operações da mesma fase da função sobre a linha com prioridade consecutiva,
- Tempo desaparecimento do defeito: tempo de espera a partir do momento da desatuação do DTR, para que a função de pesquisa de terras resistentes entre em repouso e se ocorrer novo arranque do DTR antes da função entrar em repouso, as operações prosseguirão a partir do ponto em que tinham sido interrompidas,
- Terra instantânea: não se encontra implementado.

Em subestações com protocolo Efacec e com o andar de MT constituído por barramento duplo ou semi-barramentos, e estando estes unificados pelo paralelo de barras, bastará estar em serviço a função de Pesquisa de Terras Resistentes num único barramento para que as linhas de MT de ambos sejam objeto de pesquisa.

A alteração do regime de exploração de painéis de MT, da função religação ou manobras voluntárias de disjuntores enquanto a função se encontrar em curso, originará um

funcionamento incorreto, podendo resultar no disparo dos disjuntores do(s) transformadore(s) de potência.

Nas instalações equipadas com unidade remota de teleação e automatismos (URTA), a função pesquisa não atuará em painéis que estejam em regime manual ou com a função religação fora de serviço;

Em painéis de MT, em regime automático, e com a função religação em serviço mas parametrizada para “sem religação”, a função pesquisa irá desligar o disjuntor mas não o irá ligar.

2.2.10.2 Funcionamento dos Equipamentos Existentes na Rede de MT

Na rede de distribuição de MT encontram-se um conjunto de dispositivos que se passam a descrever:

Interruptor Auto-Religador

O Interruptor Auto-Religador (IAR) tem como objetivo a redução do tempo de localização de avarias e reduzir o tempo de interrupção e a extensão de rede afetada por uma avaria, melhorando a continuidade de serviço prestado.

O princípio de funcionamento dos Interruptores Auto-Religadores é baseado na deteção do desaparecimento e do reaparecimento da tensão durante o período de religação automática do disjuntor de proteção da linha onde está inserido o IAR.

Os IAR instalados na rede MT são do tipo comando VT (tensão-tempo) e é composta por:

- Interruptor Auto-Religador,
- Quadro de comando com detetor de tensão e três temporizadores,
- Transformador de tensão a montante.

Este tipo de comando permite isolar automaticamente defeitos em redes de distribuição em MT. O comando VT provoca a abertura do IAR depois da eliminação do defeito, pelo disparo do disjuntor que protege a linha de MT na subestação, ficando na posição de aberto em caso de nova falha de tensão aquando de seu fecho. Tem ainda a vantagem de reduzir substancialmente as correntes de ligação na reposição do serviço, por esse se fazer em troços sucessivos, eliminando assim disparos intempestivos provocados pelos picos de corrente.

A sequência de operações dos IAR com comando VT é a seguinte:

1. Quando ocorre um defeito na linha, o disjuntor de proteção abre por ordem dos relés de proteção, o comando do IAR sente a falta de tensão, inicia a contagem do tempo definido como “tempo de abertura”, emitindo uma ordem de abertura quando aquele se tiver esgotado;
2. Quando a tensão reaparece nos terminais do transformador de tensão (TT) do IAR, ao fim de um tempo regulável, designado tempo de fecho, o IAR emite uma ordem de

fecho. Após a manobra de fecho do IAR, começa a contagem do chamado tempo de bloqueio, podendo então ocorrer duas situações:

- Ocorre nova falha de tensão, devido ao disparo do disjuntor na subestação, ainda durante o tempo de bloqueio, provocando a sua abertura e bloqueio, ou seja, não ocorrerá nova manobra de fecho quando a tensão reaparecer. Apenas será possível o seu fecho através de ordem manual, no local ou por telecomando.
- O tempo de bloqueio esgota-se sem que ocorra nova falha de tensão, pelo que o IAR continuará fechado e o seu automatismo regressa ao seu estado inicial.

Os parâmetros da função de automatismos são os seguintes:

- Tempo abertura: intervalo de tempo que o automatismo aguarda após a falha de tensão para emitir a ordem de comando de abertura do interruptor,
- Tempo de bloqueio: tempo programado no autómato, cujo início da contagem coincide com o instante em que o interruptor é fechado, e durante o qual, caso ocorra nova falha de alimentação, o interruptor é novamente aberto, assim permanecendo até ordem voluntária do operador,
- Tempo de fecho: intervalo de tempo que o automatismo aguarda após o retorno da tensão para emitir a ordem de comando de fecho do interruptor,
- Tempo de manobra: tempo programado no autómato para a realização de uma manobra, que caso ultrapassado provoca o bloqueio do autómato.

De forma a existir uma correta coordenação entre IAR e os ciclos de religação no painel da linha na subestação, deverão ser satisfeitas as seguintes condições:

- Nas situações em que existam mais que um IAR em série, deve-se ter em conta que o IAR a jusante apenas deverá religar após esgotado o tempo de bloqueio do IAR a montante,
- Nas situações em que existam IAR instalados em derivações, não deverá ocorrer a sobreposição entre os tempos de bloqueio.

Interruptor Aéreo Telecomandado

O Interruptor Aéreo Telecomandado (IAT) é constituído por um órgão de corte (OCR) e por um armário de comando. Esta unidade possibilita a supervisão e o controlo do OCR, tanto localmente através do painel de comando local, como à distância via telecomando.

Podem-se encontrar dois tipos de OCR nas redes MT:

- OCR 1, sem poder de fecho sobre um defeito,
- OCR 2, com poder de fecho sobre um defeito,
- OCR 3, com poder de fecho sobre um defeito e protecção associada.

Em situações de incidente, o IAT dá a possibilidade de, através de uma ordem por telecomando, efetuar manobras de pesquisa de avaria, permitindo isolar um troço ou uma área de rede com avaria.

Um IAT constituído por um OCR2 e associado a uma função de automatismo, permite isolar troços de rede com avaria, com um princípio de funcionamento idêntico ao descrito para os IAR.

Nas figuras 40, 41 e 42 são mostrados os órgãos de corte OCR1, OCR2 e OCR3 respetivamente.



Figura 40 - OCR1, sem poder de fecho sobre um defeito



Figura 41 - OCR2, com poder de fecho sobre um defeito



Figura 42 - OCR3, com poder de fecho sobre um defeito e protecção associada

Disjuntor Auto Religador

O disjuntor auto religador (DAR) é um aparelho aéreo que funciona de forma integrada com uma protecção e uma função de automatismo associada, e que tem particularidade de promover um ciclo de religações após a deteção de um defeito. O DAR, contrariamente ao IAR, não necessita de “sentir” a ausência de tensão para abrir, devido à abertura do disjuntor na subestação, mas sim, depende da protecção associada ou de uma ordem manual ou por telecomando.

Caso o ciclo de religações se cumpra e o defeito permaneça, o DAR fica na posição de aberto e bloqueado. Caso o defeito desapareça (defeito fugitivo), o DAR normaliza a alimentação das cargas para jusante.

Os DAR são aparelhos autónomos que não precisam de alimentações ou equipamentos auxiliares para realizarem as suas funções. Têm associado uma unidade remota de rede (URR) que possibilita manobras por telecomando.

O sistema de comando pode ser hidráulico ou eletrónico e baseia-se na deteção dos defeitos é conseguida por atuação da protecção de máximo de intensidade nas fases, com duas curvas características, ambas de tempo inverso, equivalendo a primeira a disparo instantâneo (tempo de atuação de 0,05 a 0,3 s) e a outra a disparo temporizado (tempo de atuação de 0,1 a 40 s) para intensidades de 400 e $2xI_n$, respetivamente.

O dispositivo religador permite de uma a quatro religações até ao disparo definitivo e consequente bloqueio. O tempo de isolamento de cada religação é fixo, 1 a 2 s, mas pode repartir-se à vontade o número de disparos escolhido entre instantâneos e temporizados.

Para redes com neutro ligado à terra, pode ser acrescentado um detetor de corrente residual para a deteção de defeitos fase - terra.

Na figura 43, apresenta-se um Disjuntor Auto Religador.

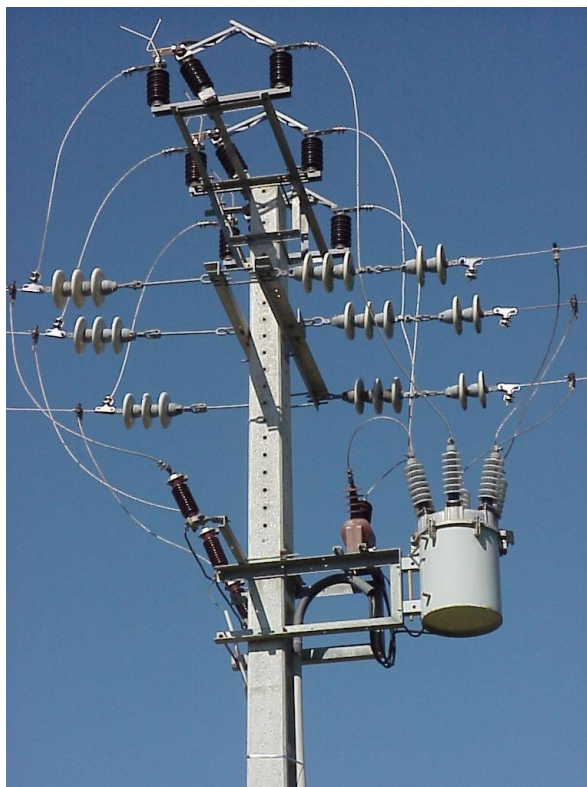


Figura 43 – DAR

Indicadores de passagem de defeito

Os indicadores de passagem de defeito são equipamentos instalados na rede MT, associados a IAT's equipados com OCR1, com a capacidade de detetar a passagem de uma sobreintensidade na linha de MT e de enviar uma sinalização informativa para os Centros de Comando, que dependendo do fabricante pode tomar as seguintes formas:

- Uma única sinalização que aglomera os defeitos MT (MI + MIH),
- Duas sinalizações independentes:
 - Defeito MT de MI;
 - Defeito MT de MIH.

Aquando da ocorrência de um defeito a respetiva sinalização é atuada passados 0,3 s. Após o defeito desaparecer a sinalização mantém-se atuada durante 15 s (valor parametrizável) e entrando em repouso de seguida.

A desatuação da sinalização também é efetuada imediatamente pelo regresso de tensão, independentemente de estar a decorrer o período de 15 s.

O sinalizador de defeito (SD) é um elemento passivo, não efetuando nenhuma ação para além da simples sinalização remota de que o defeito foi "sentido" naquele ponto da rede.

2.3 Conclusões

Podemos concluir neste capítulo que podem existir vários tipos de PRE interligados à Rede de Distribuição, sendo que é feita referência à evolução nos últimos anos e tendências para o futuro, havendo neste sentido necessidade de acompanhamento ao nível do dimensionamento das infra-estruturas da Rede de Distribuição.

Para uma melhor compreensão, foi feita uma breve descrição da tecnologia instalada nas redes de distribuição, do seu funcionamento e das suas limitações.

3 LIGAÇÃO DE PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo são abordadas as condições e requisitos de ligação de PRE à Rede de Distribuição.

3.1 Licenciamento e ligação à rede

Neste subcapítulo são abordadas as várias componentes associadas ao processo de ligação de PRE à Rede de Distribuição, designadamente o licenciamento, parâmetros de ligação à rede, condições técnicas, energia reativa e proteções de interligação de PRE.

3.1.1 Licenciamento das Instalações de Produção

De acordo com o Decreto-Lei nº 312/2001 de 10/12, é necessário iniciar o processo de licenciamento através de um pedido de informação prévia (PIP) junto da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), que termina com a obtenção da Licença de Estabelecimento.

Este mesmo processo abrange as instalações de cogeração enquadradas no Decreto-Lei nº 313/2001 de 10/12, regulamentado pela Portaria nº 399/2002 de 18/04.

Em geral este enquadramento é aplicável à produção, a partir de recursos renováveis e por processos de cogeração, tais como Biogás, Biomassa, Eólico, Hídrico, Ondas, Resíduos Sólidos Urbanos, Resíduos (outros), Solar, Cogeração, entre outros.

3.1.2 Ligação à Rede

Depois de obtida a Licença de Estabelecimento da DGEG, o Promotor deve solicitar à EDP Distribuição Energia, S.A. através da Direcção Comercial - Produtores em Regime Especial, as condições de ligação da instalação de produção à Rede Energética de Serviço Público (RESP).

O pedido de condições de ligação deve ser acompanhado da planta de localização da instalação de produção a escala conveniente, e do seu Ponto de Ligação, com indicação das respetivas coordenadas geográficas.

3.1.2.1 Infraestruturas de ligação à Rede

Feita a solicitação das condições de ligação à RESP, o Promotor recebe da EDP Distribuição a solução técnica e respetivos preços para o estabelecimento da infraestrutura de ligação, e outras informações complementares relevantes.

3.1.2.2 Interface das Instalações de Produção com a RESP

Na instalação de produção têm de ser instalados sistemas de proteção e de contagem/telecontagem de energia.

3.1.2.3 Sistemas de proteção de interligação

Os sistemas de proteção de interligação deverão ter em conta o "Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica", da Direção Geral de Energia - Parte 5 -

Condições Técnicas de Ligação à Rede Recetora, com as alterações aprovadas por Despacho de 3 de Agosto de 2007.

A inspeção e a colocação em serviço destas proteções são da responsabilidade do Promotor, o qual, antes do ato da ligação, tem de apresentar à EDP Distribuição um relatório elaborado por Entidade Certificada e subscrito pelo Técnico Responsável pela Exploração.

3.1.2.4 Sistemas de contagem de energia

Os sistemas de contagem de energia deverão estar de acordo com o "Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados", aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, por Despacho nº 459-A/2007, publicado no Diário da República - II Série de 13 de Março de 2007.

Para o caso de Produtores em Regime Especial a ligar em Baixa Tensão (PRE BT) deverão ainda estar conforme as especificações em vigor na EDP Distribuição.

O armário necessário ao equipamento de contagem e telecontagem de energia a instalar e a inspeção e colocação em serviço do equipamento, são da responsabilidade do Promotor, pelo que antes da realização do primeiro paralelo deverá ser apresentada à Direção de Gestão de Contagem da EDP Distribuição, o referido relatório de inspeção, elaborado por entidade certificada, equivalente à Auditoria do Tipo 1 da LABELEC - Atividades Laboratoriais, S.A.

3.1.2.5 Elementos de projeto da instalação de produção

Com o objetivo da análise da sua inserção na RESP, o Promotor terá de proceder ao envio dos seguintes elementos de projeto da instalação de produção, no aplicável:

- Esquema unifilar de inserção na RESP e eventuais alterações a efetuar na mesma,
- Constituição dos Grupos Geradores, com as suas características principais,
- Esquemas de eletrificação do Pannel de Interligação, incluindo as ligações das proteções de interligação e do equipamento de medida, contagem/telecontagem de energia, e ainda as características técnicas dos equipamentos, incluindo os respetivos transformadores de medição,
- Característica dos geradores para modelização,
- Plano de Regulação das proteções próprias da Instalação de Produção, incluindo os geradores, para estudos de seletividade das proteções de interligação,
- Etiqueta de sinalização de Produtor em Regime Especial de Baixa Tensão, conforme especificação em vigor na EDP Distribuição.

3.1.2.6 Condições específicas de ligação da Instalação de Produção à RESP

Concluído o estabelecimento da instalação de produção e do Ramal de Ligação, e com vista à realização do primeiro paralelo com a RESP, o Promotor deverá solicitar e executar, ou apresentar, com a devida antecedência, o seguinte, no aplicável:

- Licença de Exploração das Instalações de produção e infraestruturas de interligação, passada pela Entidade Competente,
- Verificação da existência da etiqueta de sinalização de PRE BT,
- Inspeção aos Sistemas de Medida, Contagem e Telecontagem de Energia,
- Garantia de bom funcionamento do canal de comunicação para a Telecontagem,
- Inspeção à Regulação e às Proteções de Interligação,
- Elaboração e assinatura dos Autos de Entrega e Autos de Receção referentes às infraestruturas, incluindo a prestação das respetivas garantias (caso de infraestruturas construídas pelo Promotor, para integração na RESP),
- Elaboração e assinatura dos Contratos de Compra e de Fornecimento de Energia [1].

Na tabela 7, apresenta-se a diferença da ligação das diferentes instalações produtoras à rede.

Tabela 7 - Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [1]

Potência Instalada (P)	Ligação	Observações
$P < 10$ (MVA)	Rede de Distribuição (RD)	O operador da RD em MT e AT e os operadores da RD em BT devem cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes
$10 \leq P \leq 50$ (MVA)	Rede de Distribuição (RD)	Poder-se-á ligar à RT, desde que haja acordo com o operador da RD em MT e AT, e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o sistema eléctrico nacional (SEN)
$P > 50$ (MVA)	Rede de Transporte (RT)	Poder-se-á ligar à RD, desde que haja acordo com o operador da RT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN

3.1.3 Condições técnicas de ligação

Nesta secção é feita uma descrição dos parâmetros que constituem as condições técnicas de ligação de PRE à Rede de Distribuição, designadamente os ensaios de funcionamento a que estão sujeitos, as condições de ligação de consumidores e de instalações de produção e a limitação de potência injetada.

3.1.3.1 Ensaaios de funcionamento

- Com uma antecedência mínima de três meses relativamente à data de início dos ensaios, o utilizador que pretende ligar -se à rede nacional de transporte (RNT) deve propor a pormenorização do programa de ensaios individuais e de conjunto a realizar.
- O programa final deve ser acordado até dois meses antes do primeiro paralelo com a rede.
- Quando o operador da rede de transporte (ORT) o solicitar, o utilizador que pretende ligar -se à RNT deve criar as condições necessárias para que aquela possa assistir aos ensaios, através dos seus especialistas ou por intermédio de entidade por si nomeada.

3.1.3.2 Ligação de consumidores à RNT

- A potência máxima de entrega por painel de linha deve ser definida nas condições técnicas particulares de ligação à RNT.
- As condições técnicas particulares de ligação à RNT têm por base os critérios técnicos definidos nos padrões de segurança para planeamento da RNT e estudos de simulação, em situações de ponta e vazio de consumo de cada um dos períodos anuais, Verão e Inverno, e tendo em conta os regimes de hidraulicidade e eolicidade.
- Qualquer que seja o nível de tensão, a ligação à terra dos neutros dos enrolamentos dos transformadores diretamente ligados à RNT deve ser objeto de um acordo explícito do ORT com vista à verificação dos requisitos técnicos e de segurança aplicáveis a uma rede efetivamente ligada à terra, devendo ser possível a separação homopolar entre as redes do utilizador e da RNT, quando tal for aconselhável.
- O ORT tem o direito de proceder às medições necessárias à verificação do cumprimento do estipulado nas secções anteriores.

3.1.3.3 Ligação de instalações de produção à RNT

As condições que se seguem não dizem respeito a instalações eólicas.

- As condições técnicas particulares de ligação à RNT definidas pelo ORT têm por base os critérios técnicos definidos nos padrões de segurança para planeamento da RNT, bem como os requisitos e diretivas técnicas relativas aos sistemas de proteção, controlo, medida e contagem, telecomunicações e serviços complementares de sistema.
- Os transformadores elevadores dos grupos geradores devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela, do lado da rede, e triângulo, do lado da instalação de produção, sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra. No entanto, os transformadores elevadores de grupos geradores devem ser dimensionados de modo que a ligação do seu neutro à terra possa ser especificada através de uma impedância limitadora, por indicação do ORT.

- Cada grupo gerador com potência aparente maior ou igual a 250 MVA deve ser dotado de um estabilizador de potência (Power System Stabilizer — PSS), através da inclusão da função PSS no regulador automático de tensão do grupo, de forma a assegurar uma rápida estabilização do comportamento dinâmico do sistema de energia. Os grupos geradores com potência aparente entre 50 MVA e 250 MVA podem ser ou não dotados de estabilizadores de potência, de acordo com a indicação do ORT. Os grupos geradores com potência aparente inferior a 50 MVA não terão de ser dotados de estabilizadores de potência.
- Os requisitos relativos à regulação de tensão, transformador mais alternador, devem fazer parte das condições técnicas particulares de ligação à RNT, contemplando quer a capacidade de regulação de tensão aos terminais do alternador à carga nominal, para qualquer temperatura ambiente e fator de potência, quer a capacidade de regulação de tensão do transformador de grupo. Devem também cobrir as situações de exploração mais exigentes e a possibilidade de se efetuar o paralelo com a rede.
- Cada grupo gerador síncrono deve ser capaz de funcionamento estável, em qualquer ponto da sua característica P-Q, com uma tensão do lado da alta tensão definida pelas condições técnicas particulares de ligação à RNT. Deve ainda garantir um funcionamento à potência ativa máxima para fatores de potência de 1 a 0,9 (indutivo) e de 1 a 0,95 (capacitivo).
- Os grupos geradores devem ser capazes de fornecer a sua potência nominal na faixa de frequência entre 48,5 Hz e 51,5 Hz, devendo ser possível fazer o paralelo dos grupos, pelo menos manualmente, entre 48 Hz e 51,5 Hz.
- O mínimo técnico dos grupos geradores não deve ser superior a 40 % da respetiva potência nominal.
- Os grupos geradores devem permitir uma regulação primária na banda de, pelo menos, 5 % da potência nominal em torno de cada ponto de funcionamento estável.
- O estatismo dos grupos deve ser ajustável entre valores limite, nos quais se inclua o intervalo de 3 % a 8 %.
- Os grupos térmicos previstos para teleregulação devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 10 % da sua potência nominal, dentro da sua gama de potência de funcionamento e para além da banda disponível para regulação primária. Para os grupos hidráulicos esta banda de regulação deve ser de, pelo menos, 30 % da potência nominal.
- Devem fazer parte integrante das condições técnicas particulares de ligação à RNT as gamas de valores para a reatância subtransitória longitudinal saturada (X''_d) do gerador, da constante de inércia (H) do conjunto turbina(s) mais alternador e ainda da reatância de curto-circuito e dos níveis de isolamento do transformador de grupo.

- Os grupos geradores devem estar preparados para suportar perturbações sem saírem do paralelo nas seguintes condições:
 - a) Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz;
 - b) Componente inversa da corrente até 5 % da corrente nominal;
 - c) Curto-circuitos na rede, com qualquer valor de tensão aos terminais do transformador de grupo do lado da RNT, com duração de eliminação inferior ou igual a 150 ms.
- No caso de saída automática do paralelo de grupos térmicos, em situação de incidente na rede, as condições técnicas particulares de ligação à RNT de vem especificar a capacidade dos grupos de continuar em funcionamento, alimentando os seus serviços auxiliares, ficando disponíveis para reentrada.
- Em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente quando se verifiquem congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo, o ORT poderá controlar a produção das instalações de produção em regime especial para que estas não excedam um determinado valor de potência por ela definido. Por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia serão fixadas as regras e os procedimentos a adotar nestas situações.
- O direito conferido ao ORT na secção anterior aplica-se também às instalações de produção em regime especial ligadas à rede nacional de distribuição (RND).

3.1.3.4 Ligação de instalações de produção eólicas à RNT

- As condições técnicas particulares de ligação à RNT definidas pelo ORT têm por base os critérios técnicos definidos nos «padrões de segurança para planeamento da RNT», bem como os requisitos e diretivas técnicas relativas aos sistemas de proteção, controlo, medida e contagem e telecomunicações.
- Os transformadores de interligação de instalações de produção eólicas devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela, do lado da rede/triângulo, do lado da instalação de produção, sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra. No entanto, por indicação do ORT, os transformadores de interligação das instalações de produção eólicas podem ter de ser dimensionados de modo que a ligação do seu neutro à terra possa ser efetuada através de uma impedância limitadora.
 - As instalações de produção eólicas devem suportar incidentes, sem se desligarem da rede, nas seguintes condições:
 - a) Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz,
 - b) Componente inversa da corrente, até 5 % da corrente nominal.

- As instalações de produção eólicas devem permanecer ligadas à rede para cavas de tensão decorrentes de defeitos trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, esteja acima da curva apresentada na figura 44, não podendo consumir potência ativa ou reativa durante o defeito e na fase de recuperação da tensão.

Na figura 44, é mostrada a curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações.

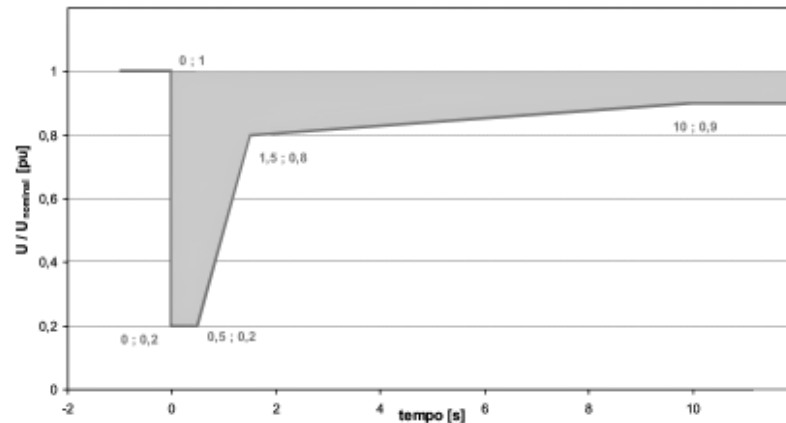


Figura 44 - Curva tensão-tempo da capacidade exigida às instalações

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5 % da sua potência nominal.

- As instalações de produção eólicas devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a figura 45, proporcionando desta forma suporte para a tensão na rede. O cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante afundamentos de tensão pelas instalações de produção eólica deve iniciar -se com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão.

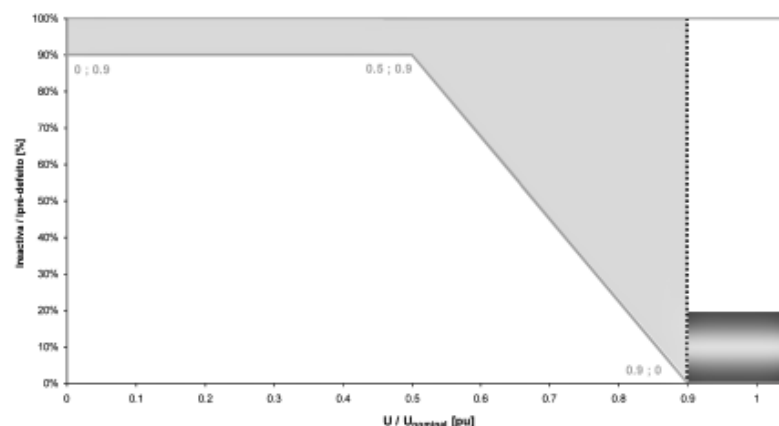


Figura 45 - Curva de fornecimento de reativa pelas instalações

Na curva de fornecimento e reativa pelas instalações distinguem-se duas zonas:

- a) Zona correspondente ao regime de funcionamento em defeito e recuperação. O produtor eólico, na sequência de um defeito que provoque cavas de tensão superiores a 10 %, deve cumprir a curva de produção mínima de corrente reativa com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão.
- b) Zona correspondente ao regime de funcionamento normal (ao entrar nesta zona de funcionamento o produtor eólico deve regressar ao regime decorrente das regras de reativa em vigor).

As intensidades de corrente indicadas na figura 45, referem-se:

I pré-defeito: corrente injetada na rede pelo produtor eólico no instante imediatamente antes da ocorrência da cava de tensão.

I reativa: corrente reativa (valor da componente reativa da corrente) injetada na rede pelo produtor eólico.

- Em certas situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente quando se verifiquem congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo, o ORT poderá controlar a produção das instalações de produção eólica para que estes não excedam um determinado valor de potência por ela definido. O direito conferido ao ORT na secção anterior aplica-se também às instalações de produção eólica ligadas à RND. O ORT deve apresentar a fundamentação técnica das decisões tomadas sempre que questionada sobre as mesmas, por escrito, num prazo de 60 dias desde a ocorrência. A apresentação da resposta deve ser dada em igual prazo.
- Os promotores das instalações de produção eólicas devem apresentar um documento designado por declaração do fabricante dos aerogeradores assumindo que os equipamentos instalados cumprem os requisitos correspondentes à capacidade de suportar incidentes, sem se desligarem da rede e o controlo da produção por parte do ORT para que não seja ultrapassado o valor de potência por ele definido. Este documento deve ter em anexo, para os modelos de aerogeradores que vão efetivamente ser ligados, os respetivos estudos ou ensaios em que a mesma se baseia. A declaração deve ser feita com base em minuta a disponibilizar pela DGEG.
- Os promotores das instalações de produção eólicas deverão instalar equipamento de registo oscilográfico adequado para a comprovação do comportamento das instalações de produção eólicas durante perturbações na rede, cujos registos devem ser facultados ao operador de rede, a pedido deste.
- O ORT pode solicitar aos promotores de instalações de produção eólicas a realização de ensaios ou de estudos adicionais que considere necessários para a

comprovação do cumprimento dos requisitos estabelecidos nos regulamentos que a eles se apliquem. Os custos serão suportados pelo ORT, salvo se os estudos ou ensaios comprovarem que os equipamentos não cumprem os regulamentos em vigor, caso em que são suportados pelos promotores.

3.1.3.5 Limitação da potência injetada

Nos casos em que a licença de exploração emitida pela DGEG limita a potência a injectar na rede pública, o produtor deverá instalar um dispositivo limitador que garanta o cumprimento desse requisito. A temporização do dispositivo será de três minutos [8].

3.1.4 Energia reativa

Os produtores em regime especial devem, nas horas cheias e de ponta, fazer acompanhar o fornecimento de energia elétrica ativa de uma quantidade de energia reativa apurada em períodos de integração de uma hora, de acordo com a tabela 8.

Tabela 8 - Valores de energia reativa indutiva e capacitiva para a PRE

Tensão nominal no ponto de ligação	tg ϕ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT ($P > 6$ MW)	0	0
MT ($P \leq 6$ MW)	0,3	0
BT	0	0

Horas CP – Horas de cheias e ponta;

Horas VS – Horas de vazio e super vazio;

P – Potência de ligação.

Relativamente aos valores fixados na tabela 8, admite-se uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia ativa no mesmo período horário.

Nas ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6 MW, os produtores suportarão, previamente à ligação da instalação de produção à rede, o custo de participação nos equipamentos necessários para produzir a energia reativa, correspondente a uma potência reativa igual a 30% da potência de ligação.

3.1.5 Proteções de Interligação de PRE

O Produtor em Regime Especial, de acordo com o Decreto-Lei nº 189/88 com a redação que lhe foi dada pelo DL 168/99, deverá equipar a instalação de produção com proteções de interligação que garantam a separação rápida e automática da rede, quer em consequência de um defeito que ocorra nessa rede quer em resultado de manobra voluntária, com o objetivo de assegurar proteção à RND.

As Proteções de Interligação nas instalações do PRE deverão ser coordenadas com os sistemas de religação automática existente nas instalações da RND, de forma a evitar que ocorram paralelos intempestivos que poderão causar prejuízos tanto nas instalações do PRE como nas da RND.

Serão da responsabilidade do PRE todos os eventuais prejuízos que resultem do mau funcionamento das proteções de interligação, nomeadamente os provocados pela sua falta de coordenação com o sistema de religação automático existente na rede.

O operador da rede sugere que o bloco de proteções de interligação tenha a seguinte constituição:

- Máximo Tensão Residual [ANSI 59N] – 2 escalões;
- Mínimo de Tensão Trifásica [ANSI 27] – 2 escalões;
- Máximo Tensão Trifásica [ANSI 59] – 1 escalão;
- Máximo Frequência [ANSI 81O] – 1 escalão;
- Mínimo Frequência [ANSI 81U] – 1 escalão;
- Máximo Intensidade de Fase Trifásica [ANSI 50/51] – 2 escalões.

3.2 Conclusões

Podemos concluir neste capítulo que os PRE estão sujeitos à criação de condições impostas pelo Operador de Rede, para que possa ser estabelecida a interligação com a Rede de Distribuição, sendo de referir que estes requisitos visam salvaguardar que as condições de exploração estejam dentro das normas definidas para a qualidade de energia, evitando desta forma que haja perturbações tanto ao nível da produção como ao nível dos consumidores ligados à Rede de Distribuição.

4 IMPACTOS PREVISÍVEIS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo são abordados os parâmetros que estão sujeitos a perturbações provocadas pelas instalações de produção que podem ter implicações ao nível da qualidade de serviço, sendo aqui também apontadas medidas mitigadoras.

4.1 Frequência

Neste subcapítulo é abordada a frequência, sendo feita referência à Norma NP EN 50160:2001 onde estão definidos os valores admissíveis de frequência, é feita referência a variações da frequência, causas que as originam, efeitos que produzem e são apontadas medidas mitigadoras.

4.1.1 Norma NP EN 50160:2001

O valor nominal da frequência da tensão de alimentação é de 50 Hz. No caso de redes com ligação síncrona a redes interligadas, como acontece em Portugal continental, os valores médios de 10 segundos devem estar compreendidos entre $50 \text{ Hz} \pm 1\%$, ou seja, entre 49,5 Hz e 50,5 Hz durante 99,5 % de um ano. Durante todo o ano este valor deve estar compreendido entre 47 Hz e 52 Hz.

4.1.2 Variações da frequência

Diz-se que existe variação de frequência num sistema elétrico de corrente alternada quando se produzem alterações do equilíbrio entre a carga e a produção.

A frequência, num sistema elétrico de corrente alternada, esta diretamente relacionada com a velocidade de rotação, isto é, com o número de rotações por minuto dos alternadores. Dado que a frequência é comum a toda a rede, todos os geradores ligados a ela giram de maneira síncrona, à mesma velocidade angular elétrica.

4.1.3 Causas que as originam

Em condições normais de funcionamento, a capacidade de produção ligada a uma rede elétrica é superior ao consumo. Para que isto se verifique é necessário manter uma reserva de energia redundante, isto é, uma capacidade não utilizada que pode compensar as variações bruscas da carga e manter a frequência dentro de uma margem de tolerância.

No entanto, existem condições excecionais em que se produz um grande desequilíbrio entre a produção e a carga, dando lugar a uma variação da frequência:

- Saída de serviço dos PRE devido a curto-circuito na rede,
- Variações do recurso primário (Produção Eólica).

Podem dar-se os seguintes casos:

1 - A carga é superior à produção.

Neste caso, a frequência diminui. A sua velocidade de queda dependerá da reserva de energia redundante e da constante de inércia do conjunto de geradores ligados à rede.

Em tais condições, se a diminuição da frequência se situa acima da margem de tolerância e os sistemas de regulação não são capazes de responder de forma suficientemente rápida para detetar a queda da mesma, pode chegar a produzir-se o colapso do sistema.

A recuperação do mesmo só se conseguiria mediante um deslastre rápido, seletivo e temporal de cargas.

Um incremento brusco de uma carga fará com que os alternadores percam alguma velocidade. Em tais casos os sistemas de regulação dos alternadores detetam essas variações de velocidade e fornecem energia mecânica adicional às turbinas. Assim, o incremento da carga reparte-se entre todos os geradores ligados à rede e alcança-se mais uma vez o equilíbrio entre a carga e a produção.

2 - A carga é inferior à produção.

Neste caso, a frequência aumenta. O equilíbrio restabelece-se mediante um processo análogo ao anterior, atuando sobre os sistemas de regulação dos alternadores para diminuir a sua capacidade de produção. O equilíbrio alcança-se mais facilmente que no caso anterior.

A relação entre a variação da carga e a variação da frequência depende do número e capacidade dos geradores interligados à rede. É mais desfavorável em sistemas isolados, que em grandes redes interligadas.

Assim, no sistema interligado Europeu no qual está integrada a rede Portuguesa, obtêm-se valores da ordem dos 12000 MW/Hz, isto é, é necessária uma variação de carga de 12000 MW para que se produza uma variação de frequência de 0.1 Hz. Num sistema isolado de 120 MVA, este valor seria da ordem dos 60 MW/Hz.

4.1.4 Efeitos que produzem

Nas margens normais de tolerância, o principal efeito das variações de frequência é a mudança de velocidade nas máquinas rotativas.

Em tais condições, podem produzir-se os seguintes fenómenos:

- Os motores transmitem mais ou menos potência,
- Os filtros de harmónicos sofrem um efeito de distorção,
- Os equipamentos eléctricos que utilizam a frequência como referência de tempo alteram o seu funcionamento,
- As turbinas das centrais eléctricas são submetidas a fortes vibrações que supõem um esforço para estas,
- Possíveis problemas no funcionamento de instalações com geração própria.

4.1.5 Mitigação dos efeitos

Para prevenir fortes variações transitórias de frequência que poderiam afetar gravemente os equipamentos ligados a uma rede elétrica, recomenda-se a existência de um sistema de deslastre por frequência.

No caso de um gerador, isto é, de uma instalação industrial que conta com uma fonte autónoma de energia, cabe distinguir situações diferentes que aconselham medidas de prevenção diferentes:

Quando a instalação funciona acoplada à rede de distribuição e o interruptor de interligação dispara, ficando a instalação isolada, o normal é que se produza um desequilíbrio transitório entre a carga e a fonte de produção de energia que, não sendo compensado rapidamente pelo regulador do gerador, dará lugar a um disparo deste.

Neste caso, é essencial que o sistema de regulação do grupo produtor esteja adequadamente desenhado e regulado para esta circunstância.

Quando se trata de grandes grupos, em geral, existem proteções que têm por missão eliminar rapidamente o fornecimento de energia da fonte geradora perante uma falha na sua linha de alimentação, protegendo assim o grupo de gerador contra problemas derivados da perda de estabilidade. Estas proteções específicas calculam-se tomando como base processos de simulação dinâmica.

Quando uma abertura momentânea do interruptor de interligação faz com que o gerador aumente a sua velocidade de rotação ou a diminua, este fica fora de sincronismo em relação à rede de distribuição. Nesta situação, o rearme do interruptor dá lugar a um acoplamento fora de sincronismo que danificará seriamente a turbina e o gerador. Para fazer frente a esta situação, prevê-se a instalação de proteções de ligação de máxima e mínima frequência.

4.1.6 Controlo de Frequência

O sistema de energia tem que estar em permanente equilíbrio, para que tal seja possível terá de se verificar a seguinte condição:

- $\text{Produção} = \text{Consumo} + \text{Perdas}$

Em cada gerador terá de se verificar a seguinte condição:

- $P_{mec} = P_e$

P_e : Carga que o gerador alimenta.

P_{mec} : Potência que a máquina primária desenvolve acoplada ao gerador.

Torna-se então necessária a implementação de controlo automático de produção.

Regulação primária

Interpretação física

- A energia tomada emprestada da energia cinética das massas girantes do sistema;
- O aumento da geração, provocada pela acção do regulador;
- A redução da carga, por efeito da queda da frequência.

As parcelas b) e c) inicialmente não existem, contudo vão aumentando com o decorrer do tempo à medida que a contribuição da parcela a) diminui e a velocidade atinge um valor constante, nesta altura a contribuição da parcela a) deixa de existir.

Regulação secundária

Motivos para a eliminação do desvio de frequência final

- Redução do tempo de vida útil das unidades de geração resultante da fadiga;
- Aumento da corrente reativa devido à utilização de processos síncronos no controlo de determinadas cargas;

Torna-se então necessário um sistema de controlo adicional que faça com que a frequência retorne ao valor original. O controlo atua na referência dos reguladores de velocidade, com o objetivo de corrigir o desvio da frequência que resulta apenas o controlo primário resulta.

O controlo adicional deverá ter as seguintes características:

- Malha de controlo suficientemente estável;
- Após uma variação em degrau da carga, o desvio da frequência deve extinguir-se, sendo que a amplitude do desvio transitório de frequência deverá ser a mínima possível.

Trânsito de potência na interligação

Na figura 46 podemos observar o comportamento do trânsito de potência numa interligação após um curto-circuito com saída de serviço de produção numa área.

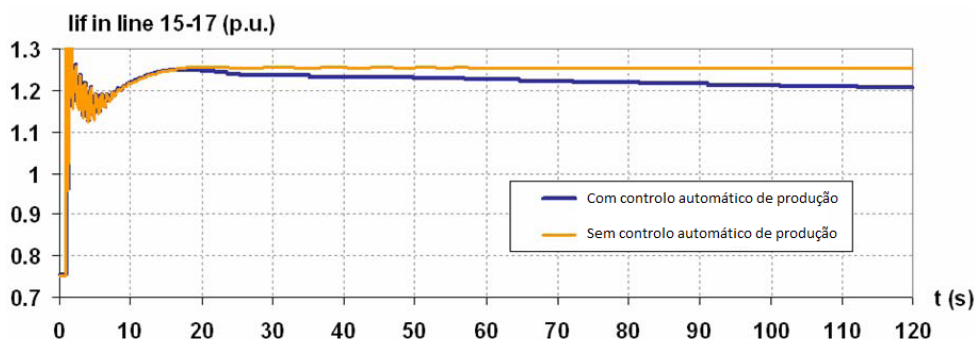


Figura 46 - Trânsito de potência na interligação com e sem controlo automático de produção [9]

Após a perturbação podemos verificar que no caso da interligação com controlo automático de produção, o trânsito de potência tende a retomar o valor que tinha antes da perturbação [9].

4.2 Amplitude da tensão

Neste subcapítulo é abordada a amplitude da tensão, sendo feita referência à Norma NP EN 50160:2001 onde estão definidos os valores admissíveis de amplitude da tensão, é feita referência às variações, causas que as originam e são abordados sistemas de controlo.

4.2.1 Norma NP EN 50160:2001

Durante cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos, devem estar compreendidos entre 90% e 110% da tensão nominal ou declarada. Além disso, em BT, a tensão de alimentação deve estar sempre compreendida no intervalo entre os 85% e 110% da tensão nominal.

4.2.2 Variações lentas de tensão

As variações de tensão são avaliadas de acordo com a sua amplitude e a sua duração. Se houver uma alteração na amplitude que dure mais do que 10 segundos considera-se uma variação lenta de tensão, se a duração for inferior a 10 segundos, considera-se uma flutuação.

4.2.3 Causas das variações lentas de tensão

Para fazer uma análise das causas das variações lentas de tensão é importante determinar os fatores dos quais depende o valor de tensão da rede.

Na figura 47 é apresentado um esquema representativo do sistema de distribuição de energia a partir do ponto de vista de ligação de um recetor.

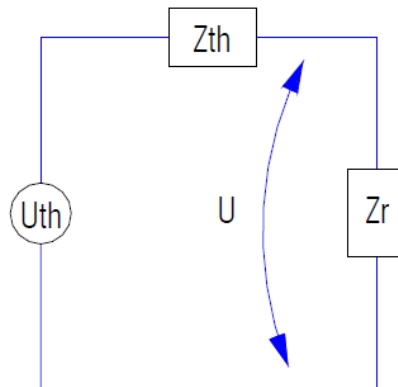


Figura 47 - Esquema equivalente de um sistema de distribuição

Neste circuito, a tensão nos terminais do recetor responderam à expressão:

$$U = \frac{Z_r}{Z_r + Z_{th}} U_{th} \quad (5.1)$$

Os fatores que influenciam o valor de tensão aos terminais do recetor são a tensão aos terminais do gerador (U_{th}), a impedância em série (Z_{th}) e o valor da impedância do recetor (Z_r), sendo o fator que maior influência tem nas variações de tensão, a impedância do recetor, que pode variar por diversas razões, tais como:

- Ao longo do dia o consumo de energia não é constante, atendendo a que há períodos de consumo intenso e períodos de pouco consumo.
- As características dos recetores influenciam o consumo, ou seja o consumo de uma zona industrial não é o mesmo de uma zona residencial.
- À variação do consumo num determinado tempo dá-se o nome de curva de carga, sendo que as variações de tensão estão directamente relacionadas, pelo que nos períodos de baixo consumo é espectável que a tensão seja mais elevada e mais baixa nos períodos de maior consumo [14].

As variações de tensão podem ser também causadas por variações nas cargas ou na produção.

Por exemplo, a variação na produção de energia num parque eólico pode variar bastante e não apenas por variações das condições do vento. Pode também passar da plena carga ao vazio devido a um desligamento de emergência ou, pelo contrário, do vazio à plena carga quando ligada em condições ótimas de vento.

A ligação da máquina síncrona não introduz qualquer perturbação na rede, desde que sejam tomadas as providências necessárias para não haver trânsito de energia ativa e reativa, isto é, tensões sinusoidais, em fase, com a mesma amplitude e frequência. [15]

Os desvios limite a respeitar na ligação dos geradores síncronos estão fixados por lei e são os indicados na tabela 9.

Tabela 9 - Desvios limite de tensão na ligação de geradores síncronos à rede

	$S \leq 500 \text{ kVA}$	$S > 500 \text{ kVA}$
Tensão	$\pm 1 \text{ p.u.}$	$\pm 0,08 \text{ p.u.}$

A queda de tensão transitória devida à ligação de geradores assíncronos deverá ser inferior a 2% do seu valor nominal.

4.2.4 Avaliação da variação da tensão $\varepsilon(\%)$

A variação da tensão no ponto de ligação pode ser avaliada através da seguinte relação:

$$\varepsilon(\%) \cong 100 \frac{S_n}{S_k} \cos(\psi_k + \varphi) = \frac{100}{R} \cos(\psi_k + \varphi) \leq \lim \varepsilon(\%) \quad (5.2)$$

S_n : Potência aparente nominal da instalação de produção;

S_k : Potência de curto-circuito no ponto de ligação à rede;

ψ_k : Ângulo da impedância de curto-circuito vista para montante do ponto de ligação;

φ : Esfasamento da corrente injetada na rede pela instalação de produção

(ângulo do fator de potência);

R : Relação entre a potência de curto-circuito e a potência aparente nominal da máquina.

4.2.5 Limites para amplitudes de variação rápida de tensão

A variação rápida de tensão está normalmente associada à ligação/desligação de unidades de produção das instalações de PE. Na figura 48 está representado um gráfico a partir do qual se pode verificar a perturbação devida à variação rápida de produção.

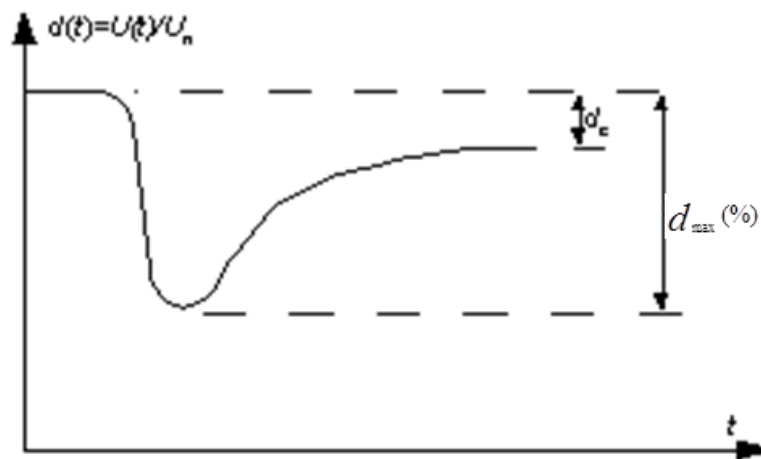


Figura 48 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão

$$d_{\max} (\%) = 100 \cdot k \cdot \frac{S_n}{S_k} = \frac{100}{R} \cdot k \quad (5.3)$$

d_{\max} : Desvio máximo

k : Norma IEC 61400-21

S_n : Potência nominal

S_k : Potência CC da rede

R : Relação entre a potência de curto-circuito e a potência aparente nominal da máquina.

Na tabela estão representados os limites para amplitudes de variação rápida de tensão para MT e AT, segundo a Norma IEC 61000-3-7.

Tabela 10 - Limites para amplitudes de variação rápida de tensão (Norma IEC 61000-3-7)
[10]

	Frequência de manobras, r (h^{-1} : por hora, d^{-1} : por dia)					
	MT			AT		
	$r > 1 \text{ h}^{-1}$	$2 \text{ d}^{-1} < r < 1 \text{ h}^{-1}$	$r < 2 \text{ d}^{-1}$	$r > 100 \text{ h}^{-1}$	$10 \text{ h}^{-1} < r \leq 100 \text{ h}^{-1}$	$r \leq 1 \text{ h}^{-1}$
Variação final, d_c	$\leq 3 \%$			-		
Máximo desvio, d_{\max}	$\leq 2 \%$	$\leq 3 \%$	$\leq 4 \%$	$\leq 1,5 \%$	$\leq 2,5 \%$	$\leq 3 \%$

4.2.6 Controlo de Tensão

As tensões nos nós podem ser afectadas de forma diferente, dependendo do tipo de rede.

No caso das redes de transporte que são constituídas por linhas aéreas com uma resistência, R , muito baixa, a diferença de tensão entre os dois extremos de uma linha com reactância elevada, X , é fortemente afetada pelo trânsito de potência reativa na linha, atendendo a que a relação R/X é baixa. Desta forma o controlo da tensão nos nós é feito a partir da geração ou consumo de potência reativa ao nível das grandes centrais ligadas à rede.

No caso das redes de distribuição que são constituídas por linhas aéreas e cabos subterrâneos, a relação R/X é muito mais elevada, pelo que a resistência dos condutores já é considerável. Neste caso a sensibilidade da tensão é bastante limitada face a alterações de potência reativa e normalmente os geradores ligados a estas redes não têm capacidade para variar a produção de energia reativa. Desta forma, a tensão nos nós é controlada ligando aparelhos que consomem ou produzem energia reativa, como por exemplo, cargas de impedância constante designadas por shunts, ou alterando a razão de transformação dos transformadores de potência instalados nos nós. No caso de haver geradores ligados à rede que afetem fortemente os trânsitos de energia e consequentemente as tensões, os métodos anteriormente referidos podem não ser capazes de garantir que as tensões sejam mantidas dentro de valores aceitáveis [11].

4.2.7 Potência instalada e potência injetada

A potência injetada é a grandeza que efetivamente determina as variações de tensão no sistema.

Os limites à PRE devem ser impostos à potência injetada e não à potência aparente. Esta situação é particularmente interessante para a produção eólica e implica a instalação de sistema de gestão de produção, recorrendo a gestão de interruptibilidade ou controlo de produção [10].

4.3 Flicker

O conceito de tremulação ou flicker é definido pelo European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC) como a “sensação de instabilidade visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo”. Este fenómeno pode causar instabilidade fisiológica, particularmente em indivíduos que sofram de doença epiléptica.

A principal causa deste fenómeno é a flutuação da tensão de alimentação dos sistemas de iluminação. Embora também seja visível em lâmpadas fluorescentes com balastro magnético, monitores e televisores, assume especial severidade em lâmpadas de incandescência.

A perceção de flicker pelo ser humano depende da frequência e da amplitude das flutuações de tensão. O olho humano distingue variações de luminosidade com frequência inferior a 35 Hz.

4.3.1 Norma NP EN 50160:2001

A medição da tremulação ou flicker é realizada de acordo com as normas da IEC. Durante 95% do tempo, pelo período de uma semana, o indicador de flicker de longa duração (Plt) não deve ser superior a 1 [12].

4.3.2 Impacto de PRE a nível de flicker

Os geradores eólicos podem ser uma das principais fontes de tremulação devido, por exemplo, à variabilidade do vento ou ao efeito de sombra causado pela torre. A tremulação devido a geradores eólicos pode ter origem no funcionamento em modo contínuo ou quando se ligam ou desligam os geradores.

4.3.3 Indicadores de impacto a nível de flicker

O nível de emissão de tremulação (P_{st}) de uma turbina eólica ligada à rede é efetuado em períodos de 10 minutos e pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$P_{st} = c(\psi_k) \frac{S_{ref}}{S_k} \quad (5.4)$$

Onde $c(\psi_k)$ é o coeficiente de tremulação que deve ser especificado para quatro distribuições de velocidade do vento média à altura da torre (6; 7.5; 8.5 e 10ms-1), sendo que a velocidade do vento assumida obedece a uma distribuição de Rayleigh. S_{ref} é o valor de referência de potência da turbina.

O coeficiente de tremulação pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} \frac{S_{k, fic}}{S_{ref}} \quad (5.5)$$

Onde $P_{st, fic}$ é o nível de emissão de tremulação calculado à potência de curto-circuito de uma rede fictícia com ângulo de rede ψ_k .

O ângulo de rede ψ_k pode ser calculado através da seguinte fórmula:

$$\psi_k = \arctan\left(\frac{X_k}{R_k}\right) \quad (5.6)$$

Onde X_k corresponde à reactância da rede e R_k à resistência da rede.

Para calcular a tremulação resultante de várias turbinas eólicas ligadas ao mesmo ponto podemos utilizar a seguinte fórmula:

$$P_{st\Sigma} = \sqrt{\sum P_{st,i}^2} \quad (5.7)$$

Onde $P_{st,i}$ corresponde à tremulação originada por cada gerador eólico.

Para o cálculo da tremulação de longa duração P_{lt} considera-se um período de duas horas, sendo $N=12$, tendo em conta que P_{st} é efetuado em períodos de 10 minutos.

A tremulação de longa duração P_{lt} pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^N \frac{P_{st}^3}{N}} \quad (5.8)$$

Limites admissíveis:

- MT: $P_{st} \leq 0.9$ e $P_{lt} \leq 0.7$
- AT: $P_{st} \leq 0.3$ e $P_{lt} \leq 0.2$ [10]

A variação de tensão pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$\Delta U = k_u(\psi_k) \frac{S_{ref}}{S_k} \times 100 \quad (5.9)$$

Onde $K_u(\psi_k)$ corresponde ao fator de variação da tensão calculado para um ângulo de rede ψ_k . No caso de haver sucessivas paragens e ligações de uma turbina eólica, a tremulação resultante pode ser calculada através da seguinte fórmula:

$$P_{lt} = \left(\frac{2,3 \times N}{T} \right)^{\frac{1}{3,2}} F \frac{\Delta U}{U} \quad (5.10)$$

Onde N corresponde ao número de variações de tensão, T à duração em segundos, U ao valor da tensão e F ao fator de forma da variação de tensão ΔU .

4.4 Distorção harmónica

De um modo geral, os harmónicos são tensões ou correntes sinusoidais com frequências múltiplas inteiras da componente fundamental (50 Hz), que caracterizam a distorção harmónica da tensão ou da corrente num determinado ponto do sistema elétrico. Os harmónicos são classificados pela ordem, frequência e sequência [12].

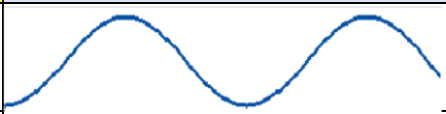





Na tabela 11 está representada a classificação de harmónicos pela sua ordem, frequência e sequência.

Tabela 11 - Classificação de harmónicos [12].

Ordem	Fund.	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	...	n°
Frequência (Hz)	50	100	150	200	250	300	350	400	...	$n \times 50$
Sequência	+	-	0	+	-	0	+	-

De acordo com os diversos conteúdos harmónicos, as formas de onda típicas podem assumir várias configurações tal como podemos observar a partir da tabela 12.

Tabela 12 - Formas de onda de tensão típicas para diversos conteúdos harmónicos [12]

Harmónicos predominantes	Forma de onda típica
Fundamental	
Fundamental, 3°	
Fundamental, 3° e 5°	
Fundamental, 3°, 5° e 7°	
Fundamental, 3°, 5°, 7° e 9°	
Fundamental, 3°, 5°, 7°, 9° e 11°	

4.4.1 Norma NP EN 50160:2001

Para cada período de uma semana, 95% dos valores eficazes médios de 10 minutos de cada tensão harmónica não devem exceder os limites definidos na tabela seguinte. Além disso, a THD da tensão de alimentação, incluindo os harmónicos até à ordem 40, não deve ser superior a 8%.

Tabela 13 - Valores das tensões harmónicas nos pontos de entrega até à ordem 25, expressas em percentagem da tensão declarada [12].

Tensões harmónicas ímpares				Tensões harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 ... 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

4.4.2 Emissão de harmónicos por equipamento alimentado em MT ou AT

Para regular a emissão de harmónicos de cargas ligadas às redes MT ou AT foi criada a norma IEC 61000-3-6. Esta norma considera rede MT para valores entre 1 kV e 35 kV e rede AT para valores entre 35 kV e 230 kV. Acima destes valores, é considerada rede MAT.

De acordo com a norma, o nível de emissão de harmónicos deve ser para que a distorção harmónica da tensão seja inferior a determinados limites estabelecidos. Assim, o nível de distorção harmónica da tensão, devido à emissão de harmónicos pelos equipamentos ligados às redes MT e AT ou MAT, devem ser os apresentados nas tabelas seguintes.

Tabela 14 - Limites de distorção harmónica da tensão (em % da componente fundamental) devidas à geração de correntes harmónicas por equipamento ligado à rede MT de acordo com a norma IEC 61000-3-6 [12]

Tensões harmónicas ímpares				Tensões harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	5	3	4	2	1,6
7	4	9	1,2	4	1
11	3	15	0,3	6	0,5
13	2,5	21	0,2	8	0,4
17	1,6	> 21	0,2	10	0,4
19	1,2			15	0,2
23	1,2			> 12	0,2
25	1,2				
> 25	0,2 + 0,5 x (25 / h)				

Tabela 15 - Limites de distorção harmónica da tensão (em % da componente fundamental) devidas à geração de correntes harmónicas por equipamento ligado à rede AT ou MAT de acordo com a norma IEC 61000-3-6 [12]

Tensões harmónicas ímpares				Tensões harmónicas pares	
Não múltiplas de 3		Múltiplas de 3			
Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)	Ordem h	Tensão relativa (%)
5	2	3	2	2	1,6
7	2	9	1	4	1
11	1,5	15	0,3	6	0,5
13	1,5	21	0,2	8	0,4
17	1	> 21	0,2	10	0,4
19	1			15	0,2
23	0,7			> 12	0,2
25	0,7				
> 25	0,2 + 0,5 x (25 / h)				

As turbinas de velocidade fixa por norma não causam harmónicas ou inter-harmónicas. Por outro lado, as turbinas que funcionam a velocidade variável, equipadas com um conversor, têm especificações próprias que regulam a emissão de harmónicas de corrente, para frequências até 50 vezes a frequência da rede. De acordo com a norma europeia IEC 61800-3, os limites relevantes para a emissão de harmónicas são os apresentados na Tabela 16 Esta norma também recomenda que a THD não exceda 5% da corrente da fundamental.

Tabela 16 - Limites de emissão de acordo com a norma IEC 61800-3 [12]

Ordem da harmónica	Corrente de uma harmónica par (% de I da fundamental)	Corrente de uma harmónica ímpar (% de I da fundamental)
n<11	4	1
11≤n≤17	2	0,5
17≤n≤23	1,5	0,4
23≤n≤35	0,6	0,2
35≤n≤50	0,3	0,1

Quando se encontram várias turbinas eólicas ligadas ao mesmo ponto é possível calcular a corrente causada pelas harmónicas usando a seguinte equação:

$$i_n = \sqrt[\alpha]{\sum k i_{n,k}^\alpha} \quad (5.11)$$

Onde i_n é a corrente da harmónica de ordem n , $i_{n,k}$ é a corrente da harmónica de ordem n , proveniente da fonte k e α depende do número da harmónica, de acordo com a tabela 17.

Tabela 17 - Valor de α para o cálculo das harmónicas de corrente [12]

α	Ordem da harmónica n
1	$n < 5$
1,4	$5 \leq n \leq 10$
2	$n > 10$

4.4.3 Consequências em condutores

Uma das consequências das correntes harmónicas são as perdas que se fazem sentir nos condutores, sendo de referir as perdas por efeito de Joule e as perdas por efeito pelicular e efeito de proximidade.

4.4.3.1 Perdas por efeito de Joule

A circulação de correntes harmónicas contribui para um aumento do valor eficaz da corrente, verificando-se um aumento das perdas por efeito de Joule.

4.4.3.2 Perdas por efeito pelicular e efeito de proximidade

A circulação de corrente contínua num condutor processa-se uniformemente por toda a secção recta. No entanto, a circulação de corrente alternada num condutor tende a ser efectuada pela periferia do condutor, o que implica uma diminuição da secção de condução e um aumento da resistência do condutor. Este fenómeno é designado por efeito pelicular e aumenta com a frequência da corrente. A Figura 49 mostra, à esquerda, um condutor a ser atravessado por corrente contínua e, à direita, o mesmo condutor a ser atravessado por corrente de alta frequência.

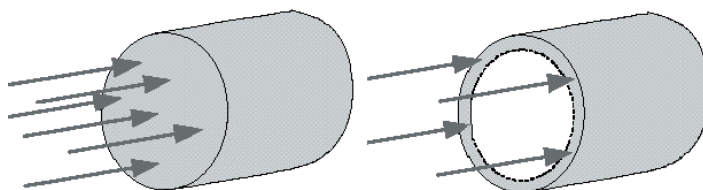


Figura 49 - Efeito pelicular [12]

O efeito pelicular resultante de componentes harmónicas de elevada frequência pode atingir valores significativos. Contudo, em condutores de reduzida secção, à frequência fundamental, este efeito é praticamente nulo. A Figura 50 apresenta a variação da resistência em função da frequência dos harmónicos e da secção dos condutores [12].

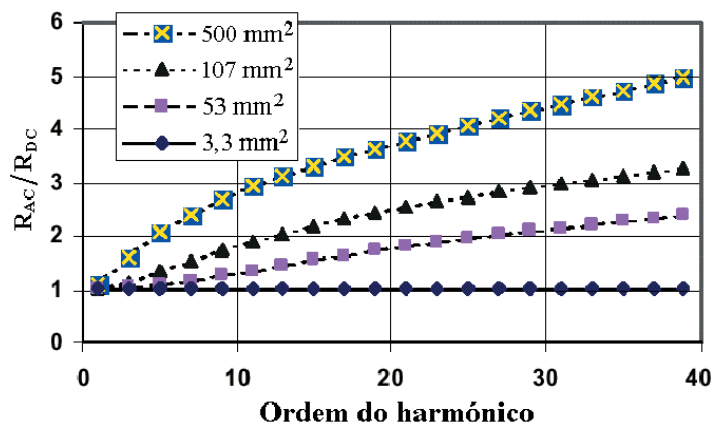


Figura 50 - Variação da resistência em função dos harmônicos e da secção dos condutores [12]

4.5 Congestionamentos

A identificação de congestionamentos pode resultar de saturações na rede de distribuição e ou rede de transporte.

4.5.1 Avaliação de congestionamentos

Análise separada em duas etapas para um horizonte temporal de planeamento, correspondente à data previsível de entrada em serviço da instalação de produção:

- Verificação de congestionamento na rede de transporte;
- Verificação de congestionamento nas redes de sub-transmissão e distribuição.

4.5.1.1 Cenários de exploração a considerar nos congestionamentos

4.5.1.1.1 Rede de transporte

- Regimes de carga nos nós de consumo (ponta e vazio);
- Previsão das injeções máximas de PRE por zona de rede, considerando os projetos em curso com condições de acesso definidas;
- Situações típicas de despacho da produção convencional, relativas a cada um dos cenários de consumo, considerando as variações resultantes da integração prevista de PRE;
- Situações típicas de configuração de exploração de rede.

4.5.1.1.2 Redes de sub-transmissão e redes de distribuição

- Regimes de carga nos nós de consumo (ponta e vazio);
- Previsão das injeções máximas de PRE por nó de rede, considerando os projetos em curso com condições de acesso definidas;
- Situações associadas a configuração de exploração normais e de recurso das redes.

4.6 Conclusões

Podemos concluir neste capítulo que apesar das condições exigidas aos PRE para que lhes seja permitida a interligação à Rede de Distribuição, não há garantia de que não haja impactos na Rede de Distribuição associados ao regime de produção, sendo de referir as variações de frequência, a variação da amplitude da tensão, o flicker, a distorção harmónica e os congestionamentos, contudo para fazer face a estas perturbações foram aqui apontadas algumas medidas mitigadoras.

5 FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA O ESTUDO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

DPlan é um sistema computacional para planeamento e operação de redes de distribuição de energia elétrica que integra múltiplas funcionalidades:

Análise e otimização

Com avaliação do desempenho do sistema incluindo análise de investimento, fiabilidade, qualidade de serviço, trânsito de energia, curto circuitos, etc. A análise é instantânea e ocorre sempre que alguma grandeza do sistema é alterada. A otimização não é instantânea e precisa ser solicitada. A análise do sistema é feita em uma janela e a análise da solução ideal em uma outra janela. As funcionalidades de análise e otimizações integradas com as avançadas funcionalidades de interface permitem ao usuário fazer um planeamento ideal.

Restabelecimento de manobras

Para planeamento de indisponibilidades, socorro a defeito para reposição de serviço, elaboração de planos de contingência e estudos de manobras.

Processamento de dados

Com facilidades avançadas de edição, seleção, união, visualização geográfica (incluindo mapas raster e vetoriais), procura, etc.

Comunicação

Com facilidades de comunicação cliente-servidor, gestão de atualização de informação, exportação para verificações, importação de dados a partir da base de dados da rede, e exportação e importação em formato de texto para comunicação com aplicações externas. Como sistema de planeamento, DPlan apoia a decisão e propõe decisões de investimento e de operação ideais. As decisões são ideais, no sentido em que são as melhores combinações de decisões possíveis: melhor combinação, de acordo com a função de desempenho especificado pelo usuário (ou pela empresa); possíveis, porque cada decisão individual foi dada pelo utilizador como possível. Essas decisões são investimentos, manobras de reconfiguração, manobras de socorro, substituição de cabos e linhas, etc. DPlan é capaz de selecionar as decisões ideais para o usuário, de as comunicar a outros sistemas, e de documentar essa seleção.

No que respeita à otimização, DPlan aponta o melhor plano de entre todos planos possíveis. Os planos são planos de reconfiguração para operação ideal, e planos de investimento para a expansão ideal da rede.

Os planos de operação consistem em selecionar uma nova configuração para a rede existente, de forma a satisfazer melhor a carga, minimizar as perdas, e melhorar a fiabilidade e a qualidade do serviço.

Os planos de expansão consistem em selecionar os melhores investimentos em novos cabos e linhas e os seus trajetos geográficos, os cabos existentes a substituir por novos, novos transformadores e possibilidades de seccionamento, assim como a melhor configuração da rede para satisfazer a carga futura.

O papel de DPlan é o de ajudar o usuário a estabelecer possibilidades promissoras, definir os critérios de avaliação, e fazer o trabalho computacional associado à análise da rede e escolha da melhor combinação de possibilidades para o objetivo definido pelo critério. A melhor combinação (ideal) não pode ser obtida por escolha sucessiva de boas possibilidades. As possibilidades têm que ser avaliadas em conjunto.

Dessa forma, o trabalho computacional mais exigente no DPlan consiste em combinar as possibilidades de operação e investimento, analisar as soluções que correspondem a esses conjuntos com todo o detalhe, e apontar o melhor conjunto, ou seja, a combinação ideal de possibilidades, de acordo com o critério previamente definido.

5.2 Análise de Redes em DPlan

Para visualizar os resultados da análise, poder criar possibilidades promissoras, e poder comparar a rede existente com a solução ideal obtida para determinadas possibilidades, o usuário tem de ter uma interface gráfica muito potente. Para criar as condições para um trabalho eficiente, a interface de DPlan disponibiliza um conjunto de funcionalidades gráficas que permite, entre outras opções:

- A visualização dos resultados da análise global (filtros) e da análise de detalhes da rede (quadros e alfanumérico sobre a rede) em múltiplas janelas com capacidades de edição e visualização;
- A atualização instantânea e automática de todos os resultados da análise (custos, trânsito de energia, fiabilidade, curto circuitos, etc.) em todas as janelas e quadros da interface, após qualquer alteração da rede ou ação de edição ministrada pelo usuário;
- Janelas independentes para a rede base existente (Estudo Base) e a rede proposta como ideal (Solução).

Examinar uma rede consiste em observar um conjunto de resultados sobre essa rede. A interface de DPlan foi desenhada para a visualização dos resultados ser instantânea e automática depois de qualquer modificação da rede. O planeador pode examinar o efeito de quaisquer modificações sobre a rede, a dois níveis: ao nível da sua própria experimentação, e ao nível da solução ideal dada por DPlan. Essa experiência aumenta o conhecimento do planeador sobre a rede e perspectiva a criação de mais e melhores possibilidades para serem testadas no processo de otimização a executar pelo DPlan. Os dados e resultados são apresentados em formatos diferentes, entre quadros de observação, filtros, diálogos e relatórios.

A informação sobre a análise inclui resultados acerca de:

- Análise de investimentos, para contabilizar custos, benefícios, e taxas de rentabilidade;
- Simulação de defeitos e respetivas manobras de socorro, para estimar índices de fiabilidade e penalizações da qualidade de serviço;
- Trânsito de energia, para calcular correntes, tensões, ou perdas;
- Curtos-circuitos, para calcular potências de curto-circuito nos clientes, correntes de curto-circuito máximas nos ramos, e cavas nos barramentos de transformação.

Por omissão, todos estes resultados estão sempre disponíveis. Sempre que ocorra uma modificação na rede, estes resultados são automática e instantaneamente atualizados, e são atualizadas todas as grandezas em observação.

Os resultados sobre a rede são calculados para um cenário de carga. O cenário de carga é obtido por alocação de carga por área poligonal, a definir pelo usuário. Os resultados apresentados sobre as grandezas elétricas são referentes ao primeiro ano do período de planeamento, e calculados para o fator de simultaneidade especificado para cada trecho de rede. A simultaneidade pode ser especificada dando a DPlan as medidas de corrente em cada trecho, tipicamente em cada saída de subestação. Os resultados sobre as grandezas elétricas incluem, entre outros, as correntes nos ramos, a potência ativa e reativa nos ramos, as tensões nos nós, e as perdas por saída.

Os resultados sobre a fiabilidade e qualidade de serviço da rede são também calculados para um cenário de carga, simulando defeitos em todos os ramos da rede, e avaliando as limitações de todas as configurações de socorro possíveis de obter com uma manobra (abertura e fecho). Os resultados apresentados sobre os índices de fiabilidade são referentes ao primeiro ano do período de planeamento. Os resultados apresentados sobre custos da fiabilidade (energia não fornecida) e das penalizações da qualidade de serviço resultam da extrapolação dos resultados para o primeiro ano corrigido pela taxa de atualização. Os índices calculados incluem tempos de interrupção por ano, número de interrupções por ano, energia não fornecida por cada ramo devido a falhas ou limitações, total de energia não fornecida, entre outros. Quanto aos custos calculados, estes incluem custos da energia não fornecida ao longo do período de planeamento:

- Custo das penalizações por não cumprimento do padrão para a duração das interrupções ao longo do período de planeamento;
- Custo das penalizações por incumprimento do padrão para a frequência das interrupções ao longo do período de planeamento.

O cálculo dos índices tem como base os dados de taxas de avarias por ramo e tempos médios de isolamento, seccionamento, e reparação por ramo. Estes valores podem ser introduzidos ramo a ramo ou introduzidos para cada parte da rede usando a seleção de sub-redes e os comandos de edição de redes selecionadas [13].

5.3 Funcionalidades de Apoio à Decisão

DPlan otimiza redes. Otimizar uma rede consiste em selecionar o conjunto de decisões ideais (decisões de operação e decisões de investimento), onde o usuário define o espaço de decisão e o critério de avaliação na rede existente (Estudo Base). DPlan resolve o problema propondo o conjunto de decisões ideais para o problema definido. Com base nas decisões propostas, o usuário pode reformular o problema (dar mais possibilidades de investimento, restringir certas operações, etc.) e pedir a DPlan para tornar a otimizar. Os problemas que DPlan resolve são de três tipos diferentes:

- Otimização da expansão e/ou reforço da rede e respectiva reconfiguração;
- Otimização da configuração normal de exploração da rede;
- Otimização da reposição de serviço em situação de contingência;

Aos dois primeiros tipos de problemas, DPlan responde abrindo uma janela especial com a solução proposta (ideal). Nessa janela, além das funcionalidades de análise disponibilizadas na janela do Estudo Base, são disponibilizadas outras funcionalidades para visualização geográfica das decisões sobre a rede (comparação com a rede existente), simulação da execução das decisões para priorização de investimentos e manobras mais importantes, e aceitação de decisões e documentação dessa aceitação. Os resultados da otimização, isto é, as soluções propostas, dependem de um conjunto de possibilidades criadas pelo usuário, tais como a alocação de carga e do cenário de evolução da carga, as restrições de operação impostas pelo usuário, ou os parâmetros escolhidos para o critério de avaliação.

Ao terceiro tipo de problema, DPlan responde abrindo um diálogo. Uma vez selecionada a contingência, DPlan mostra a área afetada pela contingência (ilha) e propõe um conjunto de manobras e respetiva ordem de execução para socorrer a ilha, sem incorrer em violações dos limites térmicos dos cabos e linhas da rede. Esse conjunto de manobras pode ser simulado executando cada uma e observando o estado da rede em cada fase do restabelecimento.

As funcionalidades associadas a este problema são:

- Visualização geográfica das manobras sobre a rede (comparação com a rede existente);
- Simulação da execução das decisões para seleção e ordenação de manobras;
- Aceitação da seleção e documentação dessa aceitação.











































Os resultados da otimização, isto é, as soluções propostas, dependem da contingência selecionada pelo usuário, da alocação de carga (medidas nas saídas das subestações), e das restrições de operação impostas pelo usuário. Essas restrições de operação traduzem-se pela impossibilidade de modificar o estado aberto/fechado de seccionadores, interruptores, etc. Em DPlan, tal pode ser conseguido atribuindo o estatuto de “Permanente” a esses ramos: assim,

esses ramos são ramos que, quando ligados, devem permanecer sempre ligados e, quando desligados, devem permanecer sempre desligados (casos de dificuldade de acesso ao local, inexistência ou dificuldade de acesso a equipamentos de manobra, etc.). Tomar um ramo com o estatuto de “Permanente” traduz-se no fato de, durante a otimização, não ser questionada a decisão de modificar o seu estado [13].

5.4 Símbolos

Na tabela 18 são apresentados os símbolos usados em DPlan para os vários elementos (nós, ramos e Sites). Os símbolos das classes de ramos, por estes terem topologia e comprimento variável, são representados no seu ponto central [13].

Tabela 18 - Simbologia Dplan [13]

Simbologia de Nós	Simbologia de Ramos	Simbologia de Sites
 Caixa de ligação (CX)	 Fusível (FUS)	 Subestação (SE)
 Apoio \ Poste (APOIO)	 Ramo em obras	 Subestação REN (SE_REN)
 Armário BT (ARM)	 Auto-transformador (XFORM1)	 PT
 Carga BT (LOAD)	 Auto-transformador regulador de tensão (XFORM1)	 PTS
 PT ligado (PT)	 Transformador 2 enrolamentos (XFORM2)	 PS_PC
 PT desligado (PT)	 Transformador 2 enrolamentos regulador de tensão (XFORM2)	 Armário (ARM)
 PT novo (PT)	 Transformador 3 enrolamentos (XFORM3)	 Subestação Cliente (SE_CLI)
 PTC ligado (PTC)	 Contingência	 Produtor Eólico (PR_EOL)
 PTC desligado (PTC)	 Estimador (ESTIM)	 Produtor Hídrico (PR_HID)
 PTC novo (PTC)	 Bateria de Condensadores (CAP)	 Produtor Solar (PR_SOL)
 Nó EQUIV aberto (EQUIV)	 Disjuntor / Interruptor aberto (DISJ)	 Produtor térmico (PR_TER)
 Nó EQUIV fechado (EQUIV)	 Disjuntor / Interruptor fechado (DISJ)	
 Gerador PQ ligado (GEN)	 Seccionador fechado (SECC)	
 Gerador PQ desligado (GEN)	 Seccionador aberto (SECC)	
 Gerador PV ligado (GEN)		
 Gerador PV desligado (GEN)		
 Gerador de REF / Balanço (REF)		

6 CASOS DE ESTUDO

Nestes casos de estudo será feita uma abordagem a uma rede de distribuição com especial enfoque no comportamento das tensões a que está sujeita em função da produção e do consumo. Esta rede tem interligações com vários PRE, sendo de referir que se encontram relativamente próximos. Dois desses PRE são Centrais Hídricas, sendo que um está interligado à rede de distribuição de 15 kV e o outro à rede de distribuição de 30 kV. Existe ainda outro PRE que é um Parque Eólico que está interligado à rede de distribuição de 30 kV.

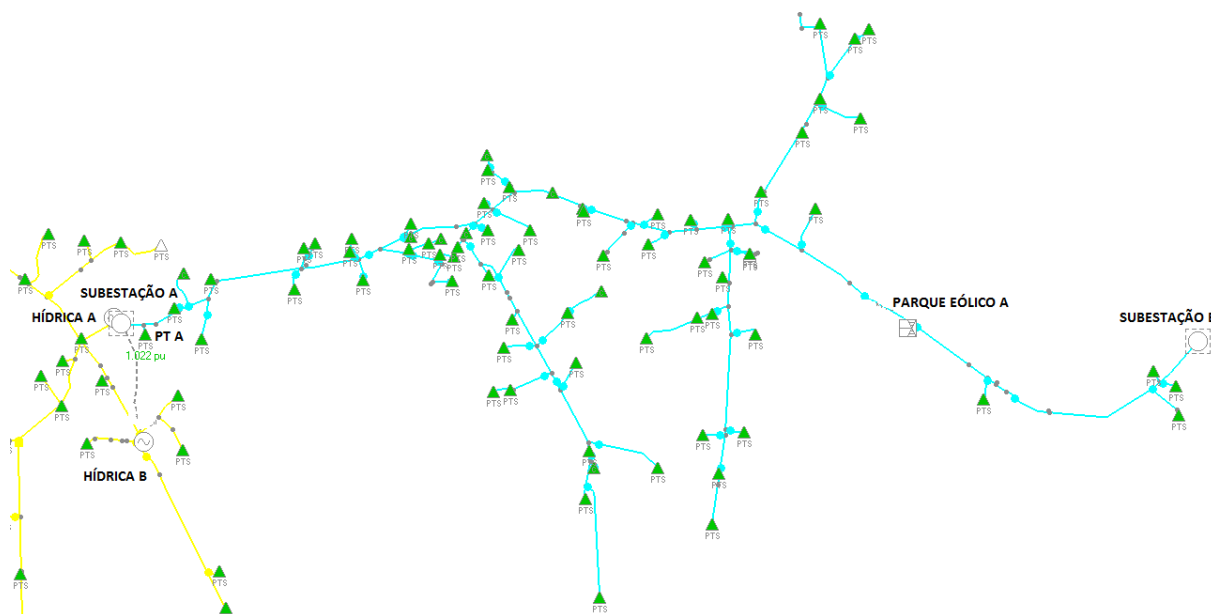


Figura 51 - Rede de distribuição [13]

Os valores das tensões serão monitorizadas em dois PT escolhidos para avaliar situações extremas. O PT A é alimentado pela rede de 30 kV e está localizado muito próximo da Subestação A e o PT B é alimentado pela rede de 15 kV e está localizado no final da linha de 15 kV.

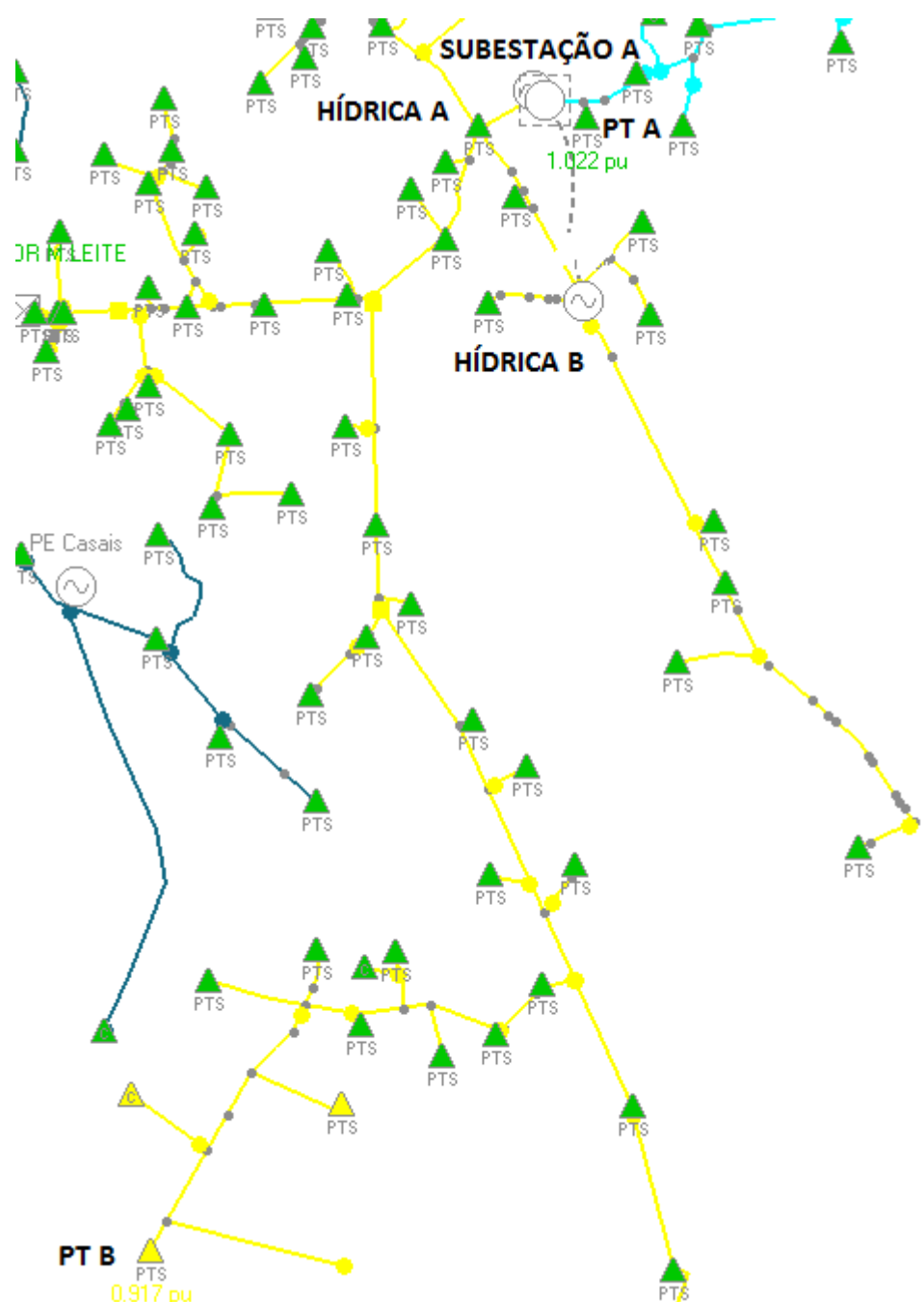


Figura 52 - Localização de PT e PRE [13]

6.1 Rede de distribuição

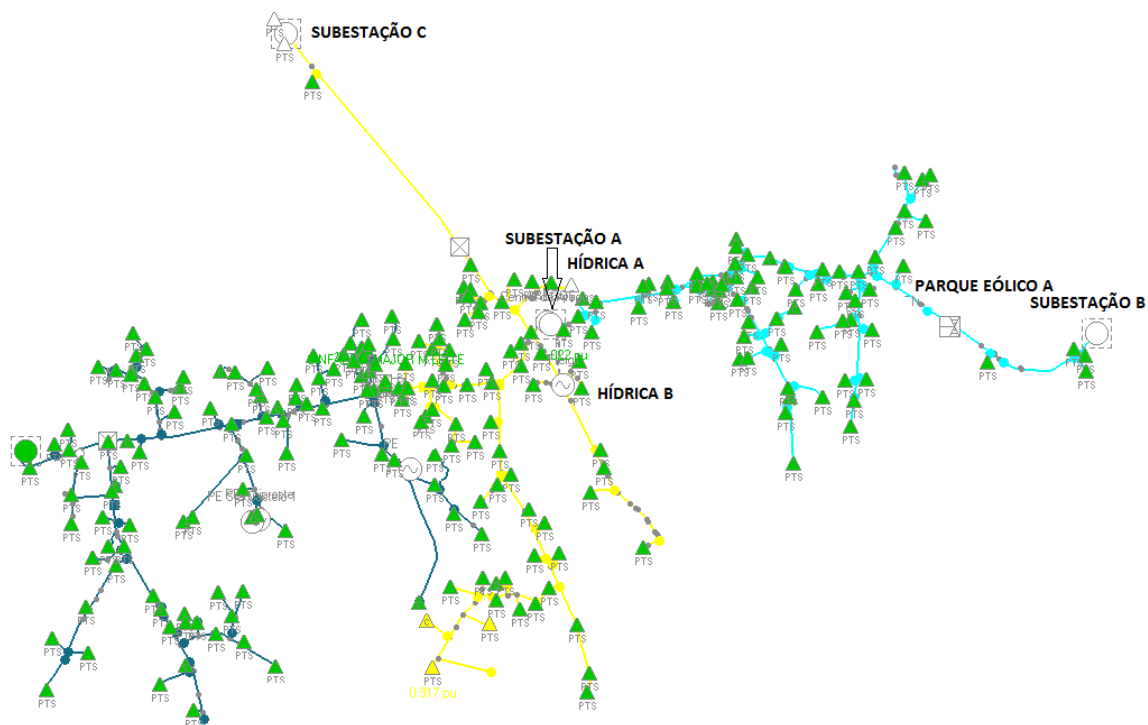


Figura 53 - Localização de SE e PRE [13]

A coloração da rede refere-se à fonte que a alimenta (feeder).

6.1.1 Nós relevantes

Subestação A

Trata-se de uma Subestação 30/15 kV que tem uma linha (Linha 1) que parte do barramento de 30 kV e interliga com a Subestação B. Esta subestação é constituída por dois barramentos, um de 30 kV e outro de 15kV, sendo que a transformação está a cargo de um TP de 10 MVA equipado com regulador de tomadas em carga.

Subestação B

Trata-se de uma Subestação 60/30 kV que tem uma linha (Linha1) que parte do barramento de 30 kV e interliga com a Subestação A.

Subestação C

Trata-se de uma Subestação 60/15 kV que tem uma linha (Linha 3) que parte do barramento de 15 kV e interliga com a Subestação A.

6.1.2 Produtores em Regime Especial

Hídrica A

Trata-se de uma Central Hídrica com uma potência instalada de 3,7 MVA e encontra-se ligada a uma linha MT do barramento de 30 kV da Subestação A.

Hídrica B

Trata-se de uma Central Hídrica com uma potência instalada de 5 MVA e encontra-se ligada a uma linha MT do barramento de 15 kV da Subestação A.

Parque Eólico A

Trata-se de um Parque Eólico com uma potência instalada de 9 MVA e encontra-se ligado a uma linha MT do barramento de 30 kV da Subestação B.

6.1.2.1 Caracterização dos painéis da Subestação A

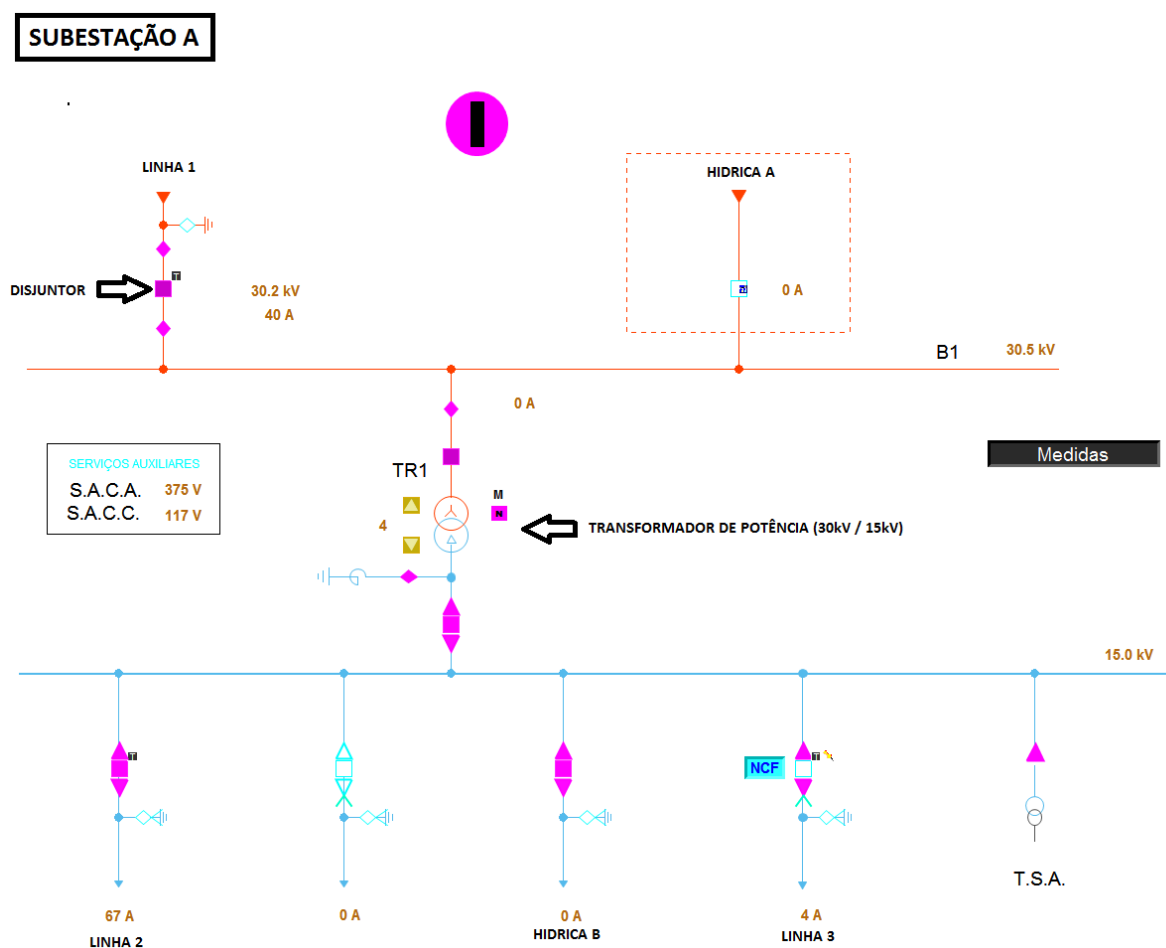


Figura 54 - Sinótico da Subestação A

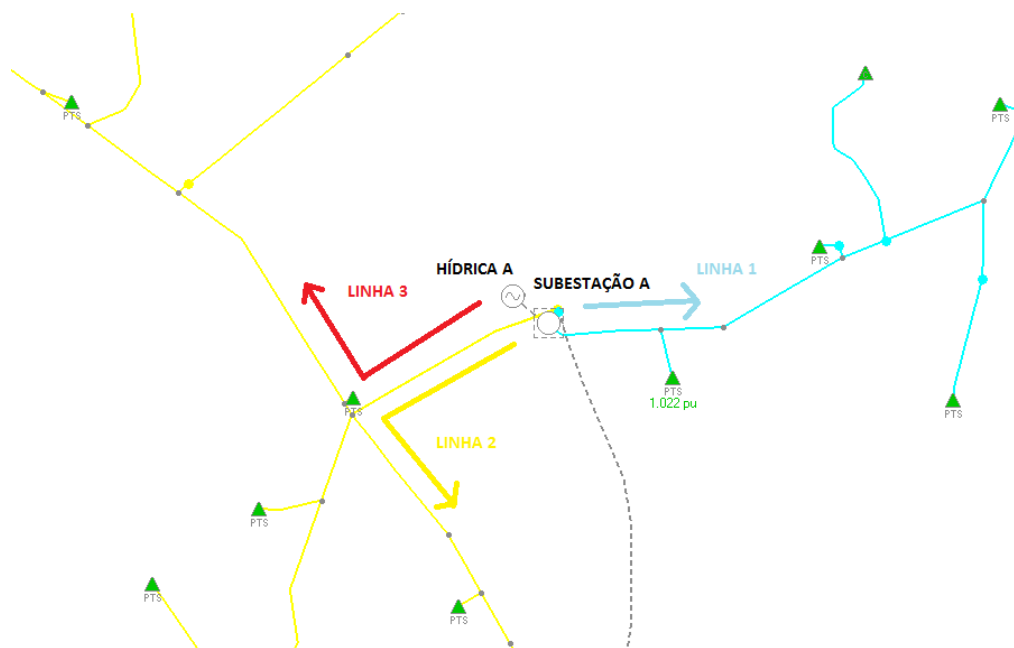


Figura 55 - Rede de distribuição associada à Subestação A [13]

Andar 30 kV

- **Linha 1:** A linha ligada a este painel é explorada a 30 kV e interliga a Subestação A à Subestação B. Esta linha alimenta vários Postos de Transformação e interliga com o Parque Eólico A.
- **HÍDRICA A:** A linha ligada a este painel é explorada a 30kV. Esta linha não alimenta Postos de Transformação e interliga com um PRE (Hídrica A).

Andar 15 kV

- **Linha 2:** A linha ligada a este painel é explorada a 15kV. Esta linha alimenta vários Postos de Transformação e não tem interligação com PRE.
- **HÍDRICA B:** A linha ligada a este painel é explorada a 15kV. Esta linha não alimenta Postos de Transformação e interliga com um PRE (Hídrica B).
- **Linha 3:** A linha ligada a este painel é explorada a 15 kV e interliga a Subestação A à Subestação C. Esta linha alimenta vários Postos de Transformação e não tem interligação com PRE.
- **TSA:** Este painel alimenta o Transformador dos serviços Auxiliares da Subestação A.

6.1.3 Simulações

Serão consideradas duas alternativas de topologia de exploração da rede de distribuição associada à Subestação A.

6.1.3.1 Alternativa A

A Subestação A explorada com o disjuntor 15kV do TP aberto, estando o barramento de 30kV alimentado pela Subestação B a partir da Linha 1 e o barramento de 15kV alimentado pela Subestação C a partir da Linha 3. Esta é uma rede com diversos PRE, nomeadamente a HÍDRICA A (ligada ao barramento de 30 kV), a HÍDRICA B (ligada ao barramento de 15kV) e o Parque Eólico A (ligado na Linha 1).

Nesta alternativa serão consideradas várias hipóteses no que concerne à energia consumida pelas cargas associadas a esta rede de distribuição e pela energia produzida pelos PRE associados à mesma.

6.1.3.1.1 Cargas registadas no mês de Dezembro

Painel Linha 1 (Subestação B)

- Ponta: 100 A
- Média: 75 A
- Mínima: 50 A

Painel Linha 3 (Subestação C)

- Ponta: 150 A
- Média: 115 A
- Mínima: 80 A

Nota: Após configurada a topologia de exploração da rede no software, foram sendo introduzidos os dados das cargas nas respetivas linhas à medida que foram feitas as simulações de regimes de cargas, sendo de referir que este software tem um comportamento dinâmico em termos de redistribuição de cargas, pelo que o trânsito de potências será automaticamente ajustado pelo software, mediante qualquer alteração no que concerne à topologia de exploração da rede.

6.1.3.2 Alternativa B

A Subestação A explorada com o TP ao serviço e o disjuntor da painel da Linha 3 desligado, estando o barramento de 30kV alimentado pela Subestação B a partir da Linha 1 e o barramento de 15kV a partir do TP.

6.1.4 Análise de dados

Tendo em conta que todos os PRE associados a esta rede de distribuição são de origem renovável, será pertinente que a análise de dados seja considerada para os possíveis cenários em termos de condições meteorológicas, sendo que os casos a abordar serão os que se seguem:

1. Regime hidrológico moderado e sem vento
 - Sem Produção Eólica
 - Produção das Hídricas a 50% da potência instalada
2. Regime hidrológico ideal e sem vento
 - Sem Produção Eólica
 - Produção das Hídricas a 100% da potência instalada
3. Regime hidrológico baixo e vento moderado
 - Produção Eólica a 50% da potência instalada
 - Sem produção das Hídricas
4. Regime hidrológico moderado e vento moderado
 - Produção da Eólica a 50% da potência instalada
 - Produção das Hídricas a 50% da potência instalada
5. Regime hidrológico ideal e vento moderado
 - Produção Eólica a 50% da potência instalada
 - Produção das Hídricas a 100% da potência instalada
6. Regime hidrológico baixo e vento ideal
 - Produção Eólica a 100% da potência instalada
 - Sem produção das Hídricas

7. Regime hidrológico moderado e vento ideal

- Produção Eólica a 100% da potência instalada
- Produção das Hídricas a 50% da potência instalada

8. Regime hidrológico ideal e vento ideal

- Produção da Eólica a 100% da potência instalada
- Produção das Hídricas a 100% da potência instalada

9. Regime hidrológico baixo e sem vento

- Sem produção

Para avaliar os resultados das simulações serão considerados os dados constantes nas tabelas 19 e 20.

Tabela 19 - Limites de Tensão

Limites de Tensão (kV)							
15				30			
Muito Baixo	Baixo	Alto	Muito Alto	Muito Baixo	Baixo	Alto	Muito Alto
13,5	14,25	15,75	16,5	27	28,5	31,5	33

Tabela 20 - Limites de Potência injetada pelos PRE

PRE	Potência Instalada (MVA)	tgφ	Regime de funcionamento	P (MW)	Q (MVar)
Hídrica A	3,7	0,3	100%	3,7	1,11
			50%	1,85	0,555
Hídrica B	5	0,3	100%	5	1,5
			50%	2,5	0,75
P.Eólico A	9	0	100%	9	0
			50%	4,5	0

Na figura 56 está representado o valor definido para o custo associado às perdas de energia para os diversos níveis de tensão.

The image shows a software window titled "Run Options" with a close button (X) in the top right corner. It has three tabs: "General", "Costs", and "RQS". The "Costs" tab is selected. Inside the "Costs" tab, there are three sections: "Energy Costs", "Violation Penalties", and "Topology Penalties".

Energy Costs

Category	Value	Unit
MAT :	0.00	c/kWh
AT :	7.27	c/kWh
MT :	8.48	c/kWh
BT :	9.72	c/kWh
ENS :	150.00	c/kWh

Violation Penalties

Category	Value	Unit
Current :	100	€/%
Voltage :	100	€/%

Topology Penalties

Category	Value	Unit
End-Node :	0	€/node
Operating End-Node :	0	€/node

At the bottom of the dialog, there are four buttons: "Set as Default", "Restore Default", "OK", and "Cancel".

Figura 56 - Custo de perdas [13]

O valor de custos de perdas utilizado nas simulações refere-se à MT, atendendo a que a rede que será objecto das simulações se enquadra nesse nível de tensão. Na figura 56 não é considerado o valor de custo de perdas no nível de tensão MAT, uma vez que não se enquadra no âmbito das Redes de Distribuição. Os valores apresentados são propostos pelo Operador de Rede e validados pela Entidade Reguladora.

Na figura 57 está representado o trânsito de potência da rede de distribuição da associada à Subestação A quando os PRE estão a produzir.

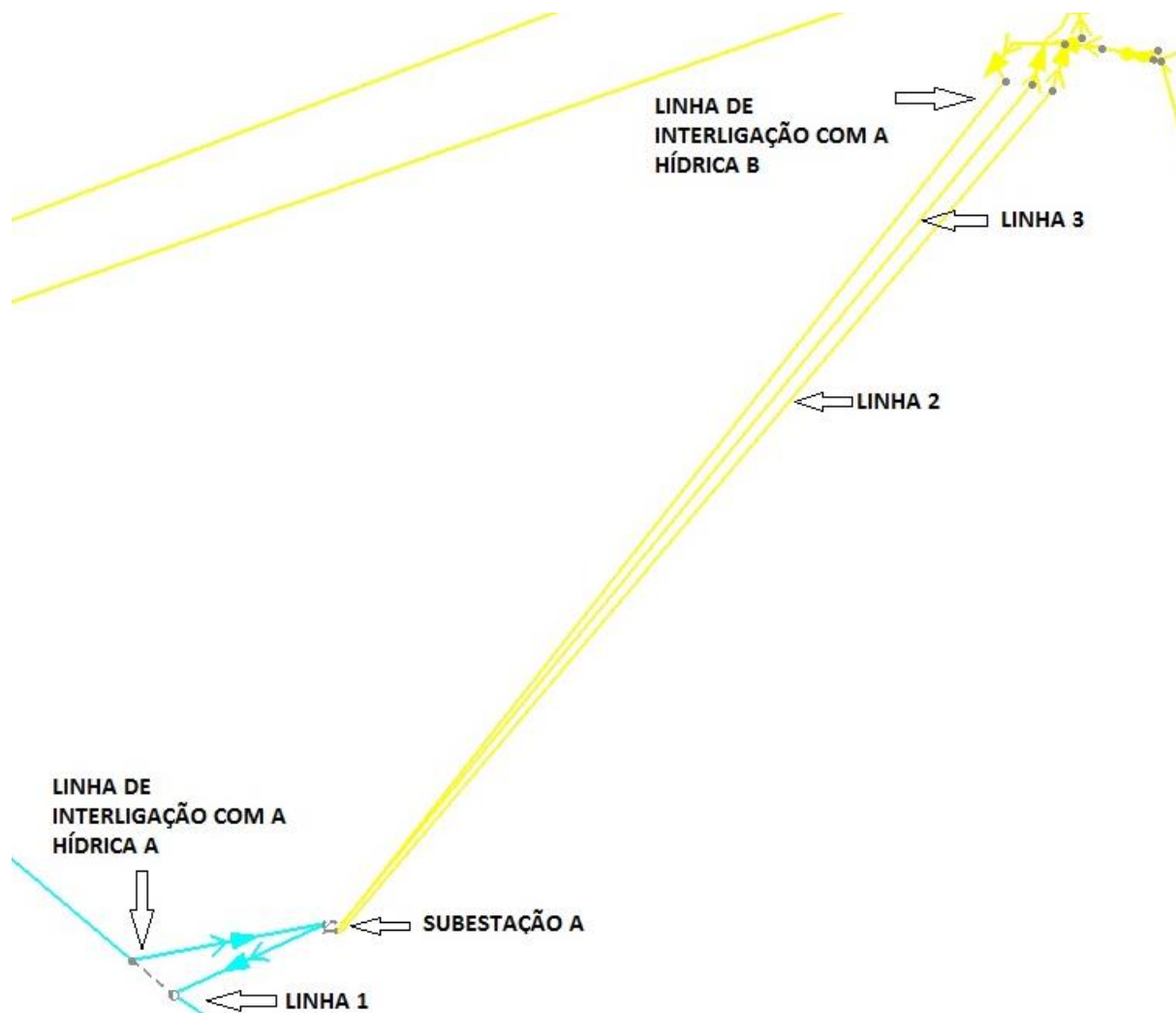
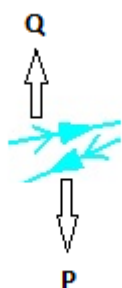


Figura 57 - Trânsito de Potência [13]

Legenda:



P – Potência Ativa

Q – Potência Reativa

6.1.4.1 Consumo máximo (ponta)

Os valores apresentados na tabela 21 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa A, na situação de maior consumo (ponta).

Tabela 21 - Alternativa A (Ponta)

Condições Metereológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa A (TP fora de serviço)			
	Eólica (%)	Hídrica (%)			Valor da tensão medido		Perdas	
					(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,036	31,08	1229,5	104261,6
			15	PT B	0,986	14,79		
2	0	100	30	PT A	1,053	31,59	1611,5	136655,2
			15	PT B	1,044	15,66		
3	50	0	30	PT A	1,029	30,87	2098,4	177944,32
			15	PT B	0,917	13,755		
4	50	50	30	PT A	1,043	31,29	1166,3	98902,24
			15	PT B	0,986	14,79		
5	50	100	30	PT A	1,056	31,68	1659,3	140708,64
			15	PT B	1,044	15,66		
6	100	0	30	PT A	1,036	31,08	2187	185457,6
			15	PT B	0,917	13,755		
7	100	50	30	PT A	1,049	31,47	1355,4	114937,92
			15	PT B	0,986	14,79		
8	100	100	30	PT A	1,063	31,89	1952,7	165588,96
			15	PT B	1,044	15,66		
9	0	0	30	PT A	1,022	30,66	2269,6	192462,08
			15	PT B	0,917	13,755		

Verifica-se que quando o regime hidrológico é o ideal (produção a 100% da potência instalada) e não há vento (caso 2), o PT A regista tensões elevadas que se devem à sua localização muito próxima do ponto de interligação da Hídrica A com a agravante da rede de distribuição na topologia da Alternativa A não ter capacidade de absorção para a produção da Hídrica A, apesar de se encontrar na situação de maior consumo.

Quando o regime hidrológico é o ideal e o vento é moderado (caso 5), o Parque Eólico A vai dar o seu contributo que fará com que se verifique um acréscimo de produção e tal como seria expectável, a tensão sobe ainda mais.

Quando o regime hidrológico é o ideal e o vento assume condições ideais (caso 8), verifica-se que a tensão vai subir ainda mais, situação que se torna preocupante, na medida em que se coloca em causa a qualidade de energia na rede de distribuição.

Na figura 58 estão representadas as medidas de corrente injetada e consumida nos painéis da Subestação A na configuração da Alternativa A, na situação de maior consumo.

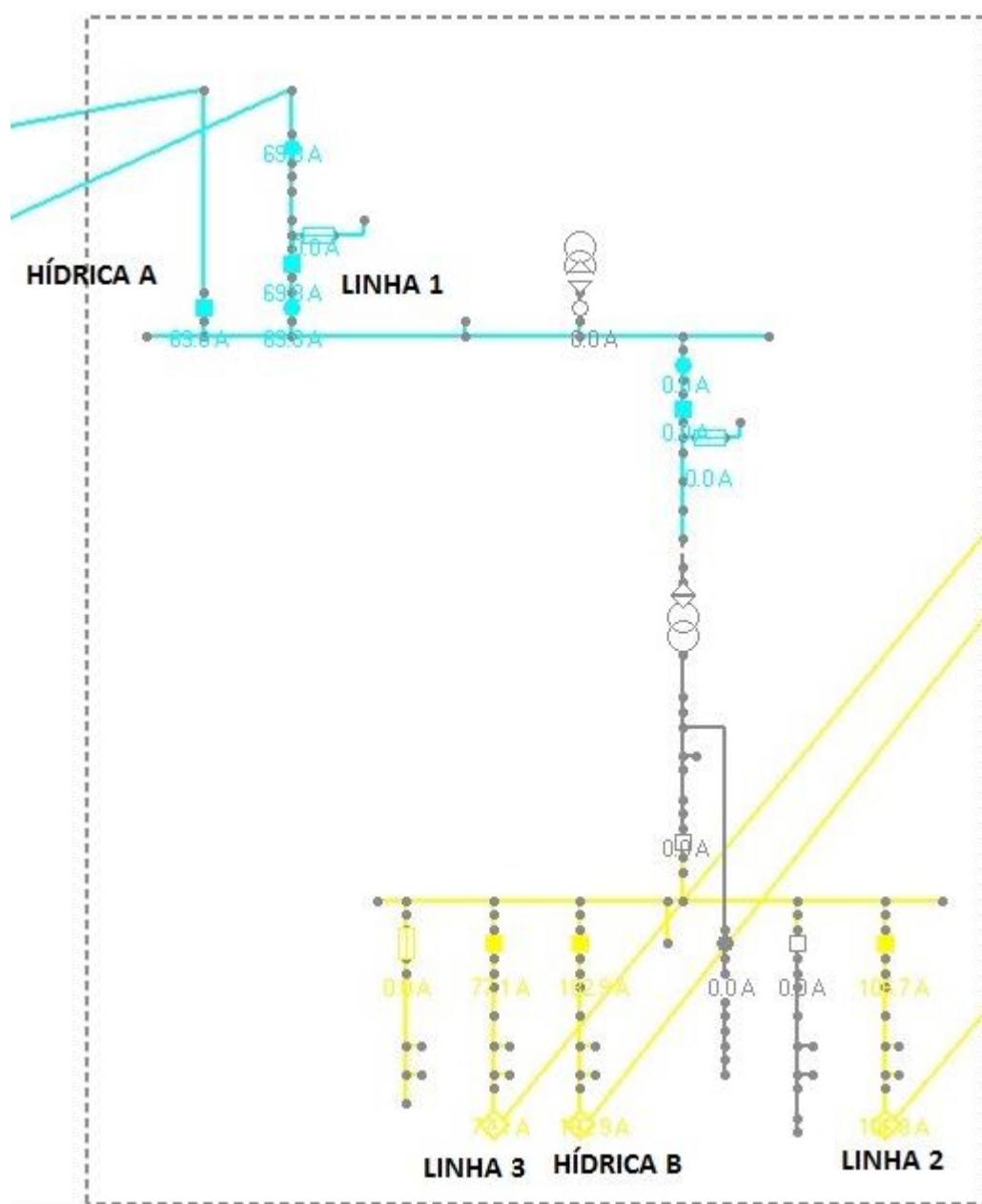


Figura 58 – Subestação A (Alternativa A, na situação de maior consumo) [13]

Na figura 59 estão representadas as medidas de potência injetada nos painéis do Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A na configuração da Alternativa A, na situação de maior consumo.

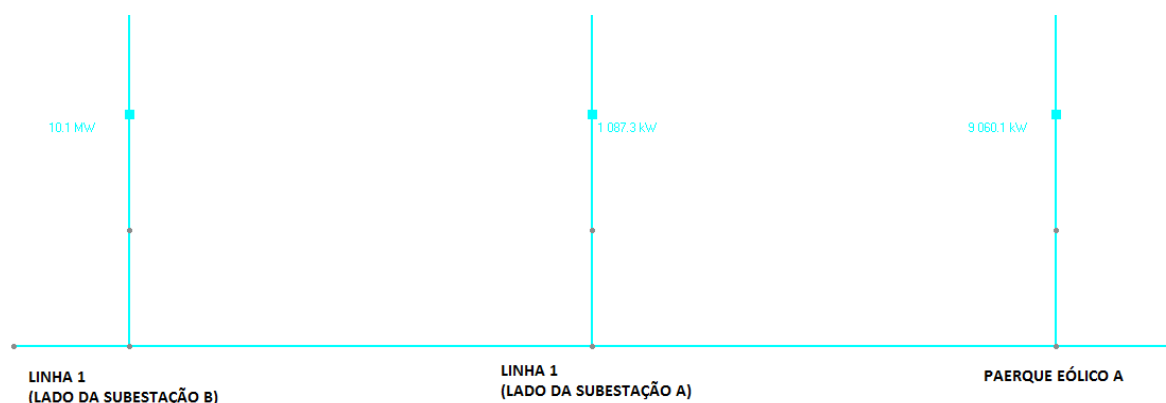


Figura 59 - Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A
(Alternativa A, na situação de maior consumo) [13]

Por outro lado o PT B que se encontra ligado na Linha 2, regista tensões baixas na situação de maior consumo e sem produção hídrica (caso 3, 6 e 9), isto porque na topologia da Alternativa A, o barramento que alimenta a Linha 2 está a ser alimentado pela Linha 3 proveniente da Subestação C, sendo neste caso provável que haja quedas tensão que se devem à distância e ao consumo na rede de distribuição, sendo ainda de referir que o PT B se encontra localizado no extremo da Linha 2 (fim da linha). Nestas condições não existe qualquer contributo proveniente dos PRE.

Os valores apresentados na tabela 22 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa B, na situação de maior consumo (ponta).

Tabela 22 - Alternativa B (Ponta)

Condições Meteoreológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa B (TP em serviço)			
	Eólica (%)	Hídrica (%)			Valor da tensão medido		Perdas	
					(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,032	30,96	1186,8	100640,64
			15	PT B	0,998	14,97		
2	0	100	30	PT A	1,062	31,86	1687,4	143091,52
			15	PT B	1,031	15,465		
3	50	0	30	PT A	1,005	30,15	1460,3	123833,44
			15	PT B	0,968	14,52		
4	50	50	30	PT A	1,039	31,17	1101,7	93424,16
			15	PT B	1,005	15,075		
5	50	100	30	PT A	1,069	32,07	1833,4	155472,32
			15	PT B	1,038	15,57		
6	100	0	30	PT A	1,012	30,36	1375,6	116650,88
			15	PT B	0,976	14,64		
7	100	50	30	PT A	1,045	31,35	1270,3	107721,44
			15	PT B	1,012	15,18		
8	100	100	30	PT A	1,075	32,25	2222,9	188501,92
			15	PT B	1,044	15,66		
9	0	0	30	PT A	0,998	29,94	1802,8	152877,44
			15	PT B	0,961	14,415		

Verifica-se que quando o regime hidrológico é o ideal (produção a 100% da potência instalada) (caso 2, 5 e 8), o PT A regista tensões elevadas que se devem à sua localização muito próxima do ponto de interligação da Hídrica A, sendo que neste caso, comparativamente com o caso anterior as tensões são ainda mais elevadas, pelo que se conclui que a Hídrica B está a injectar no barramento de 15kV e através do TP também injecta no barramento de 30kV tal como se pode verificar na figura 60.

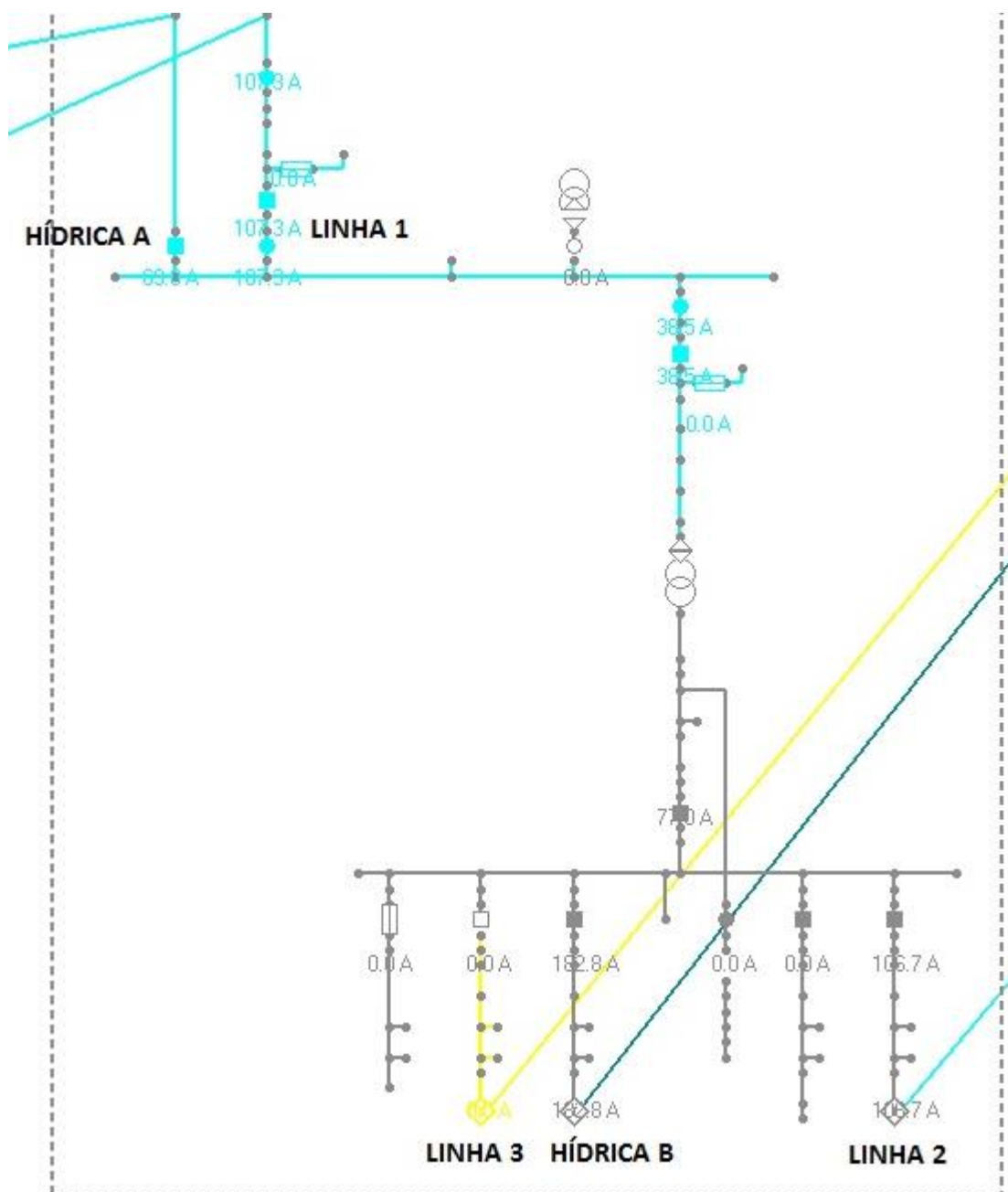


Figura 60 - Subestação A (Alternativa B, na situação de maior consumo) [13]

Tendo em conta que a alimentação do PT B é proveniente da Subestação B e atendendo a que existe a influência simultânea da produção da Hídrica A e da Hídrica B, já não se verificam quedas de tensão acentuadas.

6.1.4.2 Consumo médio

Os valores apresentados na tabela 23 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa A, na situação de consumo médio.

Tabela 23 - Alternativa A (Consumo médio)

Condições Meteoreológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa A (TP fora de serviço)			
	Eólica (%)	Hídrica (%)			Valor da tensão medido		Perdas	
					(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,041	31,23	1035,9	87844,32
			15	PT B	1,013	15,195		
2	0	100	30	PT A	1,054	31,62	1732,6	146924,48
			15	PT B	1,068	16,02		
3	50	0	30	PT A	1,034	31,02	1545	131016
			15	PT B	0,948	14,22		
4	50	50	30	PT A	1,047	31,41	1045,3	88641,44
			15	PT B	1,013	15,195		
5	50	100	30	PT A	1,061	31,83	1842,7	156260,96
			15	PT B	1,068	16,02		
6	100	0	30	PT A	1,04	31,2	1702,4	144363,52
			15	PT B	0,948	14,22		
7	100	50	30	PT A	1,054	31,62	1303,9	110570,72
			15	PT B	1,013	15,195		
8	100	100	30	PT A	1,067	32,01	2198,6	186441,28
			15	PT B	1,068	16,02		
9	0	0	30	PT A	1,027	30,81	1641,5	139199,2
			15	PT B	0,948	14,22		

Quando o regime hidrológico é moderado e o vento assume condições ideais (caso 7), o valor da tensão é elevado no PT A, situação que não se verificava no caso apresentado na tabela 21 atendendo a que o consumo era superior, sendo desta forma absorvida a produção.

Quando o regime hidrológico é o ideal (produção a 100% da potência instalada) e não há vento (caso 2), o PT A continua a registar tensões elevadas.

Quando o regime hidrológico é o ideal e o vento é moderado (caso 5), a tensão sobe ainda mais.

Quando o regime hidrológico é o ideal e o vento assume condições ideais (caso 8), tal como seria expectável verifica-se que a tensão vai subir ainda mais, situação que se torna preocupante, na medida em que se coloca em causa a qualidade de energia na rede de distribuição.

Podemos observar na figura 61 que quando a configuração assume a configuração da Alternativa A na situação de consumo médio, a potência injectada no Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A é menor do que no caso da figura 59 que corresponde à situação de maior consumo, pelo que podemos concluir que nesse caso a existe uma quantidade superior de produção absorvida pela rede de distribuição.

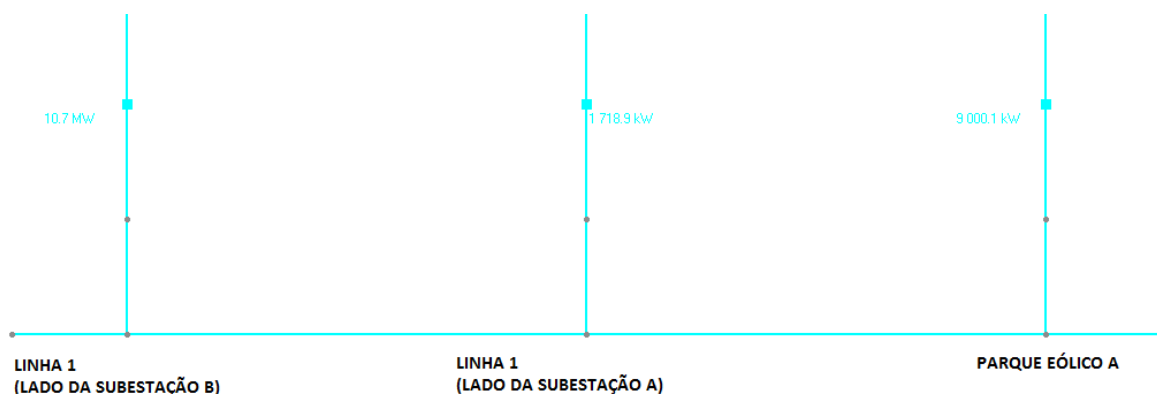


Figura 61 - Posto de Seccionamento de Interligação ao Parque Eólico A
(Alternativa A, na situação de consumo médio) [13]

Nas condições anteriormente referidas (caso 2, 5 e 8) também o PT B regista tensões elevadas, tendo em conta que o consumo é menor relativamente ao caso apresentado na tabela 21 e a rede não absorve a produção resultante da Hídrica B.

Por outro lado na ausência de produção hídrica (caso 3, 6 e 9) e sendo a única fonte proveniente dos PRE a que o PT B está sujeito, regista tensões baixas, sendo menos significativa a queda de tensão relativamente ao caso apresentado na tabela 21 devido ao facto do consumo ser menor.

Os valores apresentados na tabela 24 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa B, na situação de consumo médio.

Tabela 24 - Alternativa B (Consumo médio)

Condições Meteoreológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa B (TP em serviço)			
	Eólica (%)	Hídrica (%)			Valor da tensão medido		Perdas	
					(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,041	31,23	1042,9	88437,92
			15	PT B	1,016	15,24		
2	0	100	30	PT A	1,072	32,16	1782,1	151122,08
			15	PT B	1,048	15,72		
3	50	0	30	PT A	1,015	30,45	1139,8	96655,04
			15	PT B	0,987	14,805		
4	50	50	30	PT A	1,048	31,44	1065,5	90354,4
			15	PT B	1,022	15,33		
5	50	100	30	PT A	1,078	32,34	2027,7	171948,96
			15	PT B	1,054	15,81		
6	100	0	30	PT A	1,022	30,66	1169,6	99182,08
			15	PT B	0,994	14,91		
7	100	50	30	PT A	1,055	31,65	1337,2	113394,56
			15	PT B	1,029	15,435		
8	100	100	30	PT A	1,084	32,52	2513,6	213153,28
			15	PT B	1,061	15,915		
9	0	0	30	PT A	1,008	30,24	1370,6	116226,88
			15	PT B	0,98	14,7		

Verifica-se na tabela 24 que relativamente ao caso apresentado na tabela 22 os valores de tensão são sempre superiores no PT A e PT B devido ao facto de haver menos consumo.

Esta situação é evidenciada quando o regime hidrológico é moderado e o vento assume condições ideais (caso 7), sendo que são registadas tensões consideradas elevadas no PT A, que no caso da tabela 22 não se verificava.

6.1.4.3 Consumo mínimo

Os valores apresentados na tabela 25 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa A, na situação de menor consumo.

Tabela 25 - Alternativa A (Consumo mínimo)

Condições Meteoreológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa A (TP fora de serviço)			
					Valor da tensão medido		Perdas	
	Eólica (%)	Hídrica (%)			(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,047	31,41	977	82849,6
			15	PT B	1,04	15,6		
2	0	100	30	PT A	1,061	31,83	1992,2	168938,56
			15	PT B	1,092	16,38		
3	50	0	30	PT A	1,038	31,14	1160,2	98384,96
			15	PT B	0,979	14,685		
4	50	50	30	PT A	1,052	31,56	1060,8	89955,84
			15	PT B	1,04	15,6		
5	50	100	30	PT A	1,065	31,95	2146,2	181997,76
			15	PT B	1,092	16,38		
6	100	0	30	PT A	1,045	31,35	1388,66	117758,37
			15	PT B	0,979	14,685		
7	100	50	30	PT A	1,059	31,77	1388,9	117778,72
			15	PT B	1,04	15,6		
8	100	100	30	PT A	1,072	32,16	2569,2	217868,16
			15	PT B	1,092	16,38		
9	0	0	30	PT A	1,032	30,96	1182,5	100276
			15	PT B	0,979	14,685		

Nesta situação já não se verificam quedas de tensão preocupantes no PT B, apesar de não haver a presença da produção da Hídrica B e do barramento que alimenta a Linha 2 onde está ligado estar a ser alimentado pela Linha 3 proveniente da Subestação C, sendo esta a alternativa sujeita a quedas de tensão mais significativas.

Contudo verifica-se que no PT A que as tensões aumentaram relativamente ao caso apresentado na tabela 23, situação que é notória atendendo a que se registou mais um caso de tensões consideradas elevadas no regime hidrológico moderado e vento moderado (caso 4).

Os valores apresentados na tabela 26 referem-se à exploração da rede de distribuição quando assume a topologia da Alternativa B, na situação de menor consumo.

Tabela 26 - Alternativa B (Consumo mínimo)

Condições Meteoreológicas	Produção		Tensão de referência (kV)	Instalação	Alternativa B (TP em serviço)			
	Eólica (%)	Hídrica (%)			Valor da tensão medido		Perdas	
					(p.u.)	(kV)	MWh	€
1	0	50	30	PT A	1,053	31,59	1016,2	86173,76
			15	PT B	1,035	15,525		
2	0	100	30	PT A	1,081	32,43	1975,8	167547,84
			15	PT B	1,065	15,975		
3	50	0	30	PT A	1,026	30,78	936,2	79389,76
			15	PT B	1,006	15,09		
4	50	50	30	PT A	1,058	31,74	1133,3	96103,84
			15	PT B	1,04	15,6		
5	50	100	30	PT A	1,087	32,61	2320,2	196752,96
			15	PT B	1,071	16,065		
6	100	0	30	PT A	1,032	30,96	1075,4	91193,92
			15	PT B	1,013	15,195		
7	100	50	30	PT A	1,064	31,92	1506,8	127776,64
			15	PT B	1,047	15,705		
8	100	100	30	PT A	1,093	32,79	2900,9	245996,32
			15	PT B	1,077	16,155		
9	0	0	30	PT A	1,019	30,57	1051,9	89201,12
			15	PT B	0,999	14,985		

Verifica-se na tabela 26 que relativamente ao caso apresentado na tabela 24 os valores de tensão são sempre superiores no PT A e PT B devido ao facto de haver menos consumo.

Esta situação é evidenciada no PT A quando o regime hidrológico é moderado e não há vento (caso 1) e quando o regime hidrológico e o vento são moderados (caso 4), no caso do PT B é evidenciada quando o regime hidrológico é o ideal e não há vento (caso 2), sendo que são registadas tensões consideradas elevadas, que no caso da tabela 24 não se verificavam.

6.1.5 Identificação de problemas

Verifica-se que na configuração de exploração da Alternativa A a produção da Hídrica B é absorvida pela Linha 2 e pela Linha 3 no entanto quando ocorre algum defeito em qualquer das linhas ligadas aos painéis do barramento de 15kV há uma elevada probabilidade de ocorrer o disparo do disjuntor da Linha 3, tendo em conta que todos os painéis pertencentes a este barramento possuem as mesmas características (regulação de TI e temporizações de disparo), não havendo por isso condições de seletividade. Quando isto acontece, todas as linhas do barramento de 15 kV sofrem interrupção de continuidade de serviço. No caso de não haver produção da Hídrica B são detetadas tensões muito baixas na linha conforme podemos observar a partir do registo das tensões do PT B.

Na configuração da Alternativa B já não verifica a falta de seletividade, contudo em determinados períodos de maior produção por parte dos PRE são detetadas tensões elevadas na Linha 1 proveniente da Subestação B que alimenta o barramento de 30 kV da Subestação A conforme podemos observar a partir do registo das tensões do PT A.

O barramento de 15 kV não tem consumo suficiente para absorver a produção, pois a produção da Hídrica B é absorvida pela Linha 2 e a restante vai ser desviada para o barramento de 30 kV através do TP o que vai fazer com que este funcione como elevador. Para agravar ainda mais a situação, as duas centrais hídricas encontram-se instaladas no mesmo rio apresentando assim uma configuração em cascata, sendo que quando uma central está a produzir ao máximo verifica-se uma situação de simultaneidade relativamente à outra e daí resultam tensões elevadas no barramento de 30kV que se vão propagar à rede da Linha 1 afetando desta forma os PT vizinhos conforme se pode verificar a partir do registo das tensões no PT A, sendo que em dias de vento acresce ainda a produção do Parque Eólico A cuja interligação é feita nesta linha.

6.1.6 Mitigação das variações de tensão

Na situação de ausência de produção hídrica será de todo conveniente colocar o TP ao serviço (Alternativa B), uma vez que possui um regulador de tomadas em carga que permite regular a tensão no barramento de 15 kV e assim elevar a tensão até colocar o valor de tensão dentro dos patamares admissíveis, não havendo prejuízo para o barramento de 30 kV uma vez que não haverá injeção de produção a partir da Hídrica B no barramento de 15 kV e assim sendo não haverá o problema da injeção dessa produção para o barramento de 30 kV através do TP. Por outro lado como também não haverá produção a partir da Hídrica A no barramento de 30 kV, uma vez que tal como já foi referido anteriormente, se encontram instaladas no mesmo rio, assumindo assim uma configuração em cascata, sendo que desta forma não será espectável que se registem tensões elevadas no barramento de 30 kV.

No caso de um período de maior produção hídrica o TP deverá então permanecer fora de serviço (Alternativa A) pelas razões anteriormente referidas.

7 CONCLUSÕES

Podemos concluir que tem havido uma evolução significativa no aparecimento de PRE na Rede de Distribuição. Um dos factores que deverá ser cuidadosamente estudado é a potência de curto-circuito do ponto de interligação. Genericamente a presença de PRE na Rede de Distribuição pode ser benéfica, na medida em que melhora o perfil de tensão e minimiza as perdas, contudo se o ponto de interligação não for o mais adequado pode ser prejudicial, na medida em que podem ocorrer variações lentas de tensão, que podem tornar-se preocupantes sob o ponto de vista da qualidade de energia.

Caso estejamos perante uma rede flexível em termos de topologia de exploração, a potência de curto-circuito nos pontos de interligação dos PRE pode ser melhorada recorrendo à alteração da sua topologia de forma a procurar a situação mais favorável que permita mitigar o impacto das variações lentas de tensão na rede de distribuição que varia em função do regime de consumo/produção.

Podemos concluir que a rede de distribuição apresentada é bastante complexa, estando interligada com vários tipos de PRE. Os impactos a que esta rede está sujeita não são de todo fáceis de mitigar atendendo a que embora a rede esteja dotada de dispositivos que permitem ajustar a rede em função dos regimes de produção/consumo associados, como é o caso dos órgãos com poder de corte em carga telecomandados que permitem reconfigurar a rede com alguma rapidez, da regulação de tomadas em carga dos transformadores de potência automático ou manual via telecomando que permitem corrigir o valor das tensões nos barramentos, nem sempre é possível manter toda a rede associada em condições óptimas de exploração.

No limite poderá ser equacionada uma alteração do ponto de interligação na rede, sendo que é uma situação que já exige algum investimento que será mais ou menos significativo de acordo com a solução encontrada, sendo de referir que em algumas situações não é viável atendendo a que podem surgir alguns entraves, tais como a necessidade de autorizações que permitam realizar a linha de acordo com o traçado projetado.

Em função da reconfiguração da rede adotada, o Dplan permite avaliar o valor de perdas associado, tal como podemos observar nas tabelas das simulações dos casos de estudo apresentados, pelo que numa situação real de inviabilidade de execução da obra, haverá necessidade de continuar a efetuar simulações que permitam identificar outras alternativas.

7.1 Propostas de trabalhos futuros

Tal como já foi referido, a necessidade de recorrer a fontes de energia renováveis torna-se cada vez maior, contudo a sua localização geográfica nem sempre é a mais favorável no que concerne à distância e ao tipo de rede eléctrica acessível para injectar a energia produzida. A construção de uma nova rede com características ideais pode não ser economicamente viável, pelo que neste caso, após uma análise cuidada terá que se optar pela melhor solução que pode não ser a ideal em termos técnicos, dadas as limitações associadas conforme podemos

observar nos casos de estudos apresentados. Desta forma a solução para contornar estas limitações é dotar a rede eléctrica de equipamentos que permitam reconfigurar a rede em função das variações de produção e consumo, contudo estas reconfigurações na maioria dos casos é feita de modo reativo, ou seja, é necessário que haja um alerta que informe que determinados parâmetros não estão dentro dos patamares admissíveis e a partir daí serão tomadas medidas para regularizar esses parâmetros. Surge então um desafio, que passa por tornar a rede dinâmica, sendo que para tal sugere-se que seja criado um algoritmo que em função da variação dos parâmetros da rede eléctrica, atue sobre os equipamentos nela instalados, reconfigurando-a de forma automática antes que surjam os alertas anteriormente referidos. Para tornar isto possível haverá necessidade de recolher medidas em tempo real nos pontos estratégicos da rede eléctrica que serão avaliados através do algoritmo, que em função do valor destas medidas vai determinar qual a sequência de manobras dos órgãos instalados na rede, reconfigurando-a em tempo útil, de forma a maximizar a produção e ao mesmo tempo assegurar que a energia eléctrica se mantém dentro dos patamares de qualidade definidos, evitando desta forma que haja impactos significativos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] – EDP Distribuição (2011), *Manual de ligações à rede elétrica do serviço público*, EDP.
- [2] – Direção Geral de Energia e Geologia (2012), *Renováveis, Estatísticas Rápidas*, nº87, DGEG.
- [3] – António Lourenço (2002), *Descarregadores de Sobretenção*, EDP.
- [4] – A. Maia Alves (2002), *Transformadores de Medida*, Jornadas Técnicas EDP.
- [5] – Revista Transmission & Distribution (2011), Novembro de 2011.
- [6] – Nuno Esteves (2002), *Transformadores de Potência*, Jornadas Técnicas EDP.
- [7] – João Teodoro (2003), *Paralelo em Transformadores de Potência trifásicos*, EDP.
- [8] – Diário da República (2010), 1ª série – nº147, Portaria 596-2010, 30 de Julho de 2010.
- [9] – MIEEC – Supervisão e Controlo de Sistemas Elétricos, *Controlo Automático de Geração*, FEUP.
- [10] – João Abel Peças Lopes (2005), *Impacto da integração da geração eólicas nas redes eléctricas (Redes de Distribuição e de Transporte)*, FEUP.
- [11] - Nuno Fernandes (2010), *Impact of Distributed Wind Energy Resources on Distribution Network*, IST - Instituto Superior Técnico. Lisboa.
- [12] – EDP (2005), *Manual Qualidade EDP*, EDP.
- [13] – Instituto de Optimização Aplicada (IOA) (2012), *DPLAN - Distribution Planning, funcionalidade e interface*, Versão 2.4, revisão 4.0.0.
- [14] – José Carlos Marques Rodrigues (2008), *Impacto das Sobreensões de Manobra ao Nível dos Produtores Independentes*, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro.
- [15] - Castro, Rui M. G. (2004), *Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável, Energias Renováveis e Produção Descentralizada*, edição 4, IST – Instituto Superior Técnico. Lisboa.